

Proyecto Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Aeronáutica

Modelo de ciudad autoabastecida energéticamente
basado en una producción energética libre de
emisiones: caso de estudio en España.

Autor: Francisco José Gutiérrez García

Tutor: Ángel Arcos Vargas

**Dep. de Organización Industrial y Gestión de
Empresa I**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2018



Proyecto Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Aeronáutica

Modelo de ciudad autoabastecida energéticamente basado en una producción energética libre de emisiones: caso de estudio en España.

Autor:

Francisco José Gutiérrez García

Tutor:

Ángel Arcos Vargas

Profesor asociado

Dep. de Organización Industrial y Gestión de Empresa I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Proyecto Fin de Máster: Modelo de ciudad autoabastecida energéticamente basado en una producción energética libre de emisiones: caso de estudio en España.

Autor: Francisco José Gutiérrez García

Tutor: Ángel Arcos Vargas

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

A mi familia.

A mi tutor..

Agradecimientos

Agradecer principalmente a Don Ángel Arcos Vargas por confiar en mí desde el primer momento y aceptar ser mi tutor cuando solicité realizar el Trabajo Fin de Máster con él. Darle gracias por la ayuda recibida y por la continua supervisión e interés mostrado en el trabajo realizado durante todo el proyecto, así como el trato recibido personalmente, que ha sido una motivación adicional.

Agradecer a mi familia por su apoyo incondicional durante toda mi vida, a mis amigos y compañeros por los buenos momentos vividos estos años y a mi compañera por estar ahí siempre en los momentos difíciles.

Resumen

El esperado crecimiento de las ciudades en las próximas décadas agravará ciertos problemas como la polución del aire, la disponibilidad de recursos, la gestión de la infraestructura, etc. En este contexto, el sistema de producción energética está emergiendo como la opción más adecuada para poder reducirlos y paliarlos, fomentando el desarrollo sostenible.

Para facilitar esta transición, este proyecto propone un modelo original de ciudad autoabastecida energéticamente libre de emisiones (considerando sistemas solares fotovoltaicos y térmicos instalados en los techos de los edificios y en las zonas libres de la ciudad y sistemas de tratamiento de agua residuales que aprovechen la biomasa) combinados con un sistema de almacenamiento energético. Se presenta un modelo en el cual se realiza el balance energético horario durante todos los días del año considerando el potencial de generación energética y las condiciones de demanda. Se realiza la aplicación del modelo desarrollado a una de las grandes ciudades de España, Sevilla.

Abstract

The expected growth of cities in the coming decades will exacerbate chronic problems such as air pollution, governance, resource and infrastructure management, etc. In this context, the energy system is emerging as the key factor underpinning all of the above issues and, consequently, must be duly reconsidered so as to allow for their sustainable development.

To facilitate this transition, this project proposes an original model for urban energy self-supply based on emissions-free production (photovoltaics on roofs and open spaces in urban areas, low-temperature thermal solar, biomass from wastewater treatment plants) combined with energy storage. For this purpose, an original model is presented which matches on an hourly basis generation with demand for a whole year, based on actual demand data and estimated production for each of the sources considered. This analysis is performed for one of the biggest Spanish cities, Seville.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xii
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
1 Introducción	1
2 Estado del arte	5
3 Método	7
3.1. <i>Potencial energético</i>	7
3.1.1 Potencial solar.	7
3.1.2 Potencial energético de las aguas residuales.	21
3.2. <i>Estimación de la demanda.</i>	24
3.2.1 Consumo eléctrico.	24
3.2.2 Consumo térmico.	24
3.3. <i>Análisis de equilibrio.</i>	24
3.3.1 Balance energético.	24
3.3.2 Almacenamiento energético.	26
4 Datos	29
4.1. <i>Potencial energético</i>	29
4.1.1 Potencial solar fotovoltaico y térmico.	29
4.1.2 Aguas residuales.	40
4.2. <i>Estimación de la demanda.</i>	44
4.2.1 Consumo eléctrico.	44
4.2.2 Consumo térmico.	45
4.3. <i>Análisis de equilibrio.</i>	45
4.3.1 Almacenamiento energético.	45
5 Resultados	48
5.1. <i>Potencial energético</i>	48
5.1.1 Potencial fotovoltaico.	48
5.1.2 Aguas residuales.	72
5.2. <i>Estimación de la demanda.</i>	76
5.2.1 Consumo térmico.	76
5.3. <i>Análisis de equilibrio.</i>	76
5.3.1 Balance energético.	76
5.3.2 Almacenamiento energético.	84
6 Análisis Económico	88
6.1. <i>Caso base.</i>	88
6.2. <i>Análisis de sensibilidad.</i>	92
6.2.1 Sensibilidad al precio de los sistemas fotovoltaicos.	92

6.2.2	Sensibilidad al precio de los sistemas de almacenamiento.	102
6.3.	<i>Comparación de resultados.</i>	110
6.3.1	Resultados del sistema completo (escenario 1)	111
6.3.2	Resultados del sistema sin almacenamiento (escenario 2)	113
6.3.3	Resultados del sistema con almacenamiento diario (escenario 3)	114
6.3.4	Resultados del sistema con almacenamiento diario 100% eco (escenario 4)	115
7	Conclusiones	118
	Anexo A: Códigos MATLAB	120
	Anexo B Factor de utilización y orientaciones (Muestras)	127
	Anexo C: Irradiación solar, temperatura y energía por kw_p	135
	Referencias	144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estudio solar fotovoltaico	35
Tabla 2. Estudio de irradiancia y temperatura diaria.	36
Tabla 3. Elevación solar.	37
Tabla 4 Temperatura de suministro del agua sanitaria.	38
Tabla 5. Datos de irradiancia global para un tramo horario de un día típico de enero.	39
Tabla 6. Energía por kWp e irradiación mensual para las orientaciones analizadas.	40
Tabla 7. Habitantes abastecidos por las estaciones depuradoras.	42
Tabla 8. Coeficientes de producción energética para la combustión de biosólidos.	43
Tabla 9. Escala m ² /píxel.	48
Tabla 10. Superficie disponible.	51
Tabla 11. Factor de disponibilidad.	52
Tabla 12. Orientaciones Tipo 2 (Superficie)	54
Tabla 13. Orientaciones Tipo 2 (Porcentaje)	54
Tabla 14. Superficie Tipo 2.	54
Tabla 15. Orientaciones Tipo 3 (Superficies).	55
Tabla 16. Orientaciones Tipo 3 (Porcentajes)	56
Tabla 17. Superficie Tipo 3.	56
Tabla 18. Superficie disponible.	56
Tabla 19. Consumo energético de agua caliente sanitaria para familia de 4 personas.	58
Tabla 20. Rendimiento térmico y energía térmica neta para paneles híbridos.	61
Tabla 21. Balance térmico de paneles híbridos.	62
Tabla 22. Muestra de rendimiento térmico y energía térmica neta para paneles térmicos.	63
Tabla 23. Balance térmico de paneles solares térmicos.	64
Tabla 24. Comparación de las opciones de generación de energía térmica.	65
Tabla 25. Superficie necesaria para cumplir la demanda energética.	66
Tabla 26. Coeficiente de transformación de irradiación en energía eléctrica.	66
Tabla 27. Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (Sur).	67
Tabla 28. Habitantes y habitantes equivalentes abastecidos.	73
Tabla 29. Volumen diario de agua residual generada.	73
Tabla 30. Volumen de agua tratado en las estaciones depuradoras.	74
Tabla 31. Producción energética mediante biogás (Digestión anaeróbica).	74
Tabla 32. Producción energética mediante combustión de biosólidos.	75
Tabla 33. Producción de energía eléctrica en las plantas de tratamiento de agua residual.	75
Tabla 34. Consumo energético de agua caliente sanitaria para familia de 4 personas.	76

Tabla 35. Ejemplo de producción, consumo y balance energético horario.	78
Tabla 36. Resultados del dimensionamiento del almacenamiento energético.	86
Tabla 37. Resultados del análisis económico del sistema completo.	89
Tabla 38. Resultados del análisis económico de sistemas fotovoltaicos.	89
Tabla 39. Resultados del análisis económico del escenario diario.	90
Tabla 40. Resultados del análisis económico del escenario diario (100% renovable).	91
Tabla 41. Análisis económico (Resultados principales).	92
Tabla 42. Precios establecidos para el análisis de sensibilidad.	92
Tabla 43. Resultados del sistema completo (1.2 €/Wp)	93
Tabla 44. Resultados del sistema sin almacenamiento (1.2 €/Wp)	93
Tabla 45. Resultados del sistema con almacenamiento diario (1.2 €/Wp)	94
Tabla 46. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (1.2 €/Wp)	94
Tabla 47. Coste energético (1.2 €/Wp)	95
Tabla 48. Resultados del sistema completo (1.4 €/Wp)	95
Tabla 49. Resultados del sistema sin almacenamiento (1.4 €/Wp)	96
Tabla 50. Resultados del sistema con almacenamiento diario (1.4 €/Wp)	96
Tabla 51. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (1.4 €/Wp)	97
Tabla 52. Coste energético (1.4 €/Wp)	97
Tabla 53. Resultados del sistema completo (0.8 €/Wp)	98
Tabla 54. Resultados del sistema sin almacenamiento (0.8 €/Wp)	98
Tabla 55. Resultados del sistema con almacenamiento diario (0.8 €/Wp)	98
Tabla 56. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (0.8 €/Wp)	99
Tabla 57. Coste energético (0.8 €/Wp)	99
Tabla 58. Resultados del sistema completo (0.6 €/Wp)	100
Tabla 59. Resultados del sistema sin almacenamiento (0.6 €/Wp)	100
Tabla 60. Resultados del sistema con almacenamiento diario (0.6 €/Wp)	101
Tabla 61. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (0.6 €/Wp)	101
Tabla 62. Coste energético (0.6 €/Wp)	102
Tabla 63. Resultados del sistema completo (120 €/kWh)	102
Tabla 64. Resultados del sistema con almacenamiento diario (120 €/kWh)	103
Tabla 65. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (120 €/kWh)	103
Tabla 66. Coste energético (120 €/kWh)	104
Tabla 67. Resultados del sistema completo (140 €/kWh)	104
Tabla 68. Resultados del sistema con almacenamiento diario (140 €/kWh)	105
Tabla 69. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (140 €/kWh)	105
Tabla 70. Coste energético (140 €/kWh)	106
Tabla 71. Resultados del sistema completo (80 €/kWh)	106
Tabla 72. Resultados del sistema con almacenamiento diario (80 €/kWh)	107
Tabla 73. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (80 €/kWh)	107
Tabla 74. Coste energético (80 €/kWh)	108

Tabla 75. Resultados del sistema completo (60 €/kWh)	108
Tabla 76. Resultados del sistema con almacenamiento diario (60 €/kWh)	109
Tabla 77. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (60 €/kWh)	109
Tabla 78. Coste energético (60 €/kWh)	110
Tabla 79. Resultados análisis de sensibilidad para sistemas fotovoltaicos.	110
Tabla 80. Resultados análisis de sensibilidad para sistemas de almacenamiento.	110
Tabla 81. Coste energético (c€/kWh) del escenario 1 (Sistema completo).	111
Tabla 82. Elasticidades del escenario 1.	112
Tabla 83. Elasticidades del escenario 2.	113
Tabla 84. Coste energético (c€/kWh) del escenario 3 (Almacenamiento diario).	114
Tabla 85. Elasticidades del escenario 3.	115
Tabla 86 Coste energético (c€/kWh) del escenario 4 (Almacenamiento diario 100% eco).	116
Tabla 87. Elasticidades del escenario 4.	117
Tabla 88 Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (ESTE).	135
Tabla 89. Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (OESTE).	136
Tabla 90 Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (NORTE).	137
Tabla 91. Irradiancia global en superficie plana y orientada al sur (W/m^2).	139
Tabla 92. Irradiancia global en superficie orientada al este (W/m^2).	140
Tabla 93. Irradiancia global en superficie orientada al oeste (W/m^2).	141
Tabla 94. Irradiancia global en superficie orientada al norte (W/m^2).	142
Tabla 95. Temperatura ambiente durante las horas de radiación.	143

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución del uso de fuentes de energía eléctrica en España.	2
Figura 2. PVGIS (Estimación FV).	11
Figura 3. PVGIS (Radiación diaria).	11
Figura 4. Esquema de una instalación genérica.	13
Figura 5. Visor geoSEVILLA.	30
Figura 6 Mapa de Sevilla.	31
Figura 7. Evaluación de disponibilidad (Muestra 1).	32
Figura 8. Evaluación de disponibilidad (Muestra 2).	32
Figura 9. Orientaciones Tipo 2 (Muestra 1).	33
Figura 10. Orientaciones Tipo 2 (muestra 2).	33
Figura 11. Orientaciones Tipo 3 (muestra 1).	34
Figura 12. Orientaciones Tipo 3 (muestra 2).	34
Figura 13. Consumo eléctrico diario.	44
Figura 14. Características principales de las principales baterías secundarias.	46
Figura 15. Edificios residenciales de techo plano	52
Figura 16. Edificios residenciales de techo inclinado	49
Figura 17. Superficie de la zona industrial	55
Figura 18. Superficie de zonas verdes.	50
Figura 19. Superficie de la zona rural.	50
Figura 20. Factor de disponibilidad (Muestra 1).	51
Figura 21. Factor de disponibilidad (Muestra 2).	52
Figura 22. Orientaciones Tipo 2 (Muestra 1).	53
Figura 23. Orientaciones Tipo 2 (muestra 2).	53
Figura 24. Orientaciones Tipo 3 (muestra 1).	55
Figura 25. Orientaciones Tipo 3 (muestra 2).	55
Figura 26. Ángulo de elevación solar para los días del año.	57
Figura 27. Porcentaje de utilización de los paneles solares por efectos de sombra.	59
Figura 28. Energía producida por paneles FV en función de la distancia de separación en superficie 10x10 m ² .	59
Figura 29. Ejemplo de interpolación (superficie sur de 17:00 a 18:00) de la energía eléctrica diaria disponible por kWp.	68
Figura 30. Muestra de resultados de energía horaria producida en Wh para varios días del año por kWp (Sur).	69
Figura 31. Distribución anual de la energía eléctrica diaria producida en Wh por kWp (Sur).	69
Figura 32. Energía total anual en kWh por kWp para cada orientación.	70
Figura 33. Ejemplo de energía disponible en función de la orientación en la zona residencial.	71

Figura 34. Ejemplo de energía disponible en función de la orientación en la zona industrial.	71
Figura 35. Energía total producida en MWh por cada tipo de superficie.	72
Figura 36. Balance energético diario.	77
Figura 37. Generación-Consumo eléctrico en MWh para un día de cada mes.	79
Figura 38. Balance de energía eléctrica.	80
Figura 39. Balance de energía eléctrica y térmica con paneles fotovoltaicos.	81
Figura 40. Balance de energía eléctrica y térmica con paneles térmicos.	82
Figura 41. Balance de energía eléctrica y térmica con paneles híbridos.	83
Figura 42. Dimensionamiento energético caso ideal.	85
Figura 43. Dimensionamiento energético caso real.	85
Figura 44. Análisis de sensibilidad 2D del escenario 1 (Sistema completo).	111
Figura 45. Análisis de sensibilidad 3D del escenario 1 (Sistema completo).	112
Figura 46. Análisis de sensibilidad del escenario 2 (Sin almacenamiento).	113
Figura 47. Análisis de sensibilidad 2D del escenario 3 (Almacenamiento diario).	114
Figura 48. Análisis de sensibilidad 3D del escenario 3 (Almacenamiento diario).	115
Figura 49. Análisis de sensibilidad 2D del escenario 4 (Almacenamiento diario 100% eco).	116
Figura 50. Análisis de sensibilidad 3D del escenario 4 (Almacenamiento diario 100% eco).	117
Figura 51. Factor de disponibilidad (Muestra 3).	127
Figura 52. Factor de disponibilidad (Muestra 4).	127
Figura 53. Factor de disponibilidad (Muestra 5).	128
Figura 54. Factor de disponibilidad (Muestra 6).	128
Figura 55. Factor de disponibilidad (Muestra 7).	129
Figura 56. Factor de disponibilidad (Muestra 8).	129
Figura 57. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 3).	130
Figura 58. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 4).	130
Figura 59. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 5).	131
Figura 60. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 6).	131
Figura 61. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 7).	132
Figura 62. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 3).	132
Figura 63. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 4).	133
Figura 64. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 5).	134
Figura 65. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 6).	134

1 INTRODUCCIÓN

Debido al crecimiento económico que se produce finalizada la segunda guerra mundial, se empieza a establecer en Europa el marco actual de la industria energética.

Con este crecimiento económico surgen nuevas necesidades energéticas y con ello se produce un aumento en la demanda de energía eléctrica. Comienza así una época de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías enfocadas a satisfacer las nuevas condiciones de generación y demanda. Esta iniciativa desemboca en la creación de organizaciones e instituciones que afrontan de manera unívoca el avance de esta industria en los diferentes países, formadas por las principales compañías del sector energético de los mismos. Se crean, en numerosos casos, instituciones y autoridades nacionales que se hacen con el monopolio del sistema eléctrico.

Con el aumento de la integración de los sistemas que requerían estas nuevas tecnologías, se producía la necesidad de utilización de nuevos dispositivos de control y protección más sofisticados.

En los países más avanzados se implementan una serie de estándares y normativas que favorecerán un eficaz avance en el desarrollo de la infraestructura de los mismos. Se inicia, para la mayoría de estos países, la construcción una red nacional de alto voltaje para el transporte y distribución de la energía eléctrica, con el objetivo de establecer unas bases para el desarrollo económico, social y de seguridad de las instalaciones eléctrica y energéticas de cada país.

En concreto, en 1944 se fundó en España la empresa Unidad Eléctrica S.A. (UNESA). A UNESA se le encomendó la promoción de las interconexiones de los distintos sistemas eléctricos regionales y de éstos con las centrales eléctricas que fueran necesarias para completar la red primaria o de transporte y la creación del “Dispatching Central”, desde donde se dirigía la explotación conjunta del Sistema Eléctrico Nacional, decidiendo qué centrales tenían que funcionar en cada momento y qué intercambios de electricidad entre zonas eran necesarios para asegurar el abastecimiento al conjunto del país.

Comienza a establecerse una distribución centralizada de generación de energía eléctrica en la mayoría de los países europeos, adquiriendo así, la misma organización y estableciendo un sendero de desarrollo en el cual las centrales de generación de energía eléctrica quedaban aisladas de núcleos urbanos, obteniendo de este modo un papel muy relevante el sistema de distribución de electricidad.

A mediados del siglo XX, el carbón representaba en Europa, todavía más del 50% del aprovisionamiento energético mientras el petróleo iba ganando terreno. Por otro lado, debido a las previsiones que se tenían de recursos europeos de petróleo, se consagraba el desarrollo de la energía nuclear. Todas estas fuentes de energías tratadas en grandes fábricas y centrales promoviendo y consolidando el concepto de generación centralizada.

En los años 1973 y 1979 se producen las conocidas crisis del petróleo, cuando este suponía el 50% del abastecimiento mundial de energía primaria, el 60% de Europa y en torno al 70% de España [1]. Esto conllevó a una caída de la dependencia del petróleo y este pasaba a representar una década después el 40% de la Energía primaria en Europa [2], a la vez que se promovían de nuevo el uso del carbón y de la energía nuclear y fomentar el uso de las energías renovables.

Sin embargo, a mediados de la década de 1980 se producen ciertos acontecimientos que cambian el panorama energético hasta casi nuestros días: se produce el derrumbe del precio del carbón y del petróleo y ocurre el accidente de Chernóbil, provocando una ralentización de las inversiones en energía nuclear. Esto provoca el nuevo auge del petróleo y el carbón y, además, el gas natural como medio principal de abastecimiento de energía primaria durante el final del siglo XX y el principio del siglo XXI.

En concreto, y de manera resumida, se muestra en la Figura 1 la evolución de las diferentes fuentes de energía como abastecimiento de energía eléctrica a lo largo del siglo XX en España.

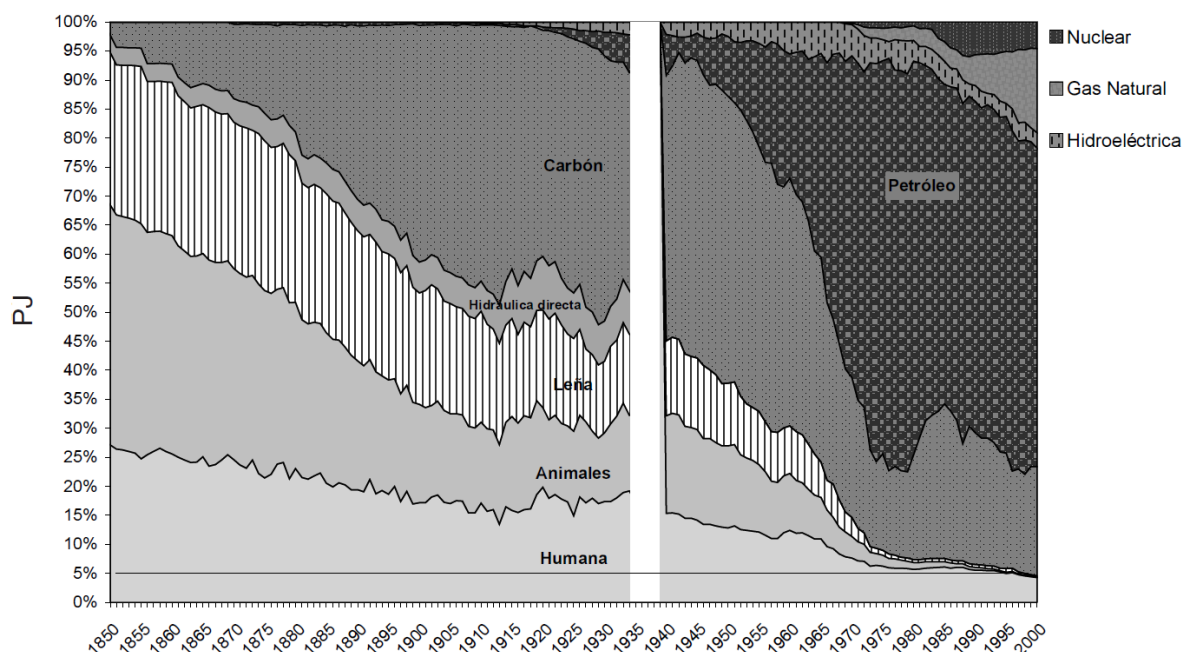


Figura 1. Evolución del uso de fuentes de energía eléctrica en España.

[1].

El uso predominante de estas fuentes de energía eléctrica conllevó a que empezaran a surgir preocupaciones medioambientales debido a las abundantes, y cada vez más elevadas, emisiones de CO_2 que se producen durante el tratamiento de las mismas debido a los procesos de combustión. La preocupación por la atmósfera y el clima mundial fue poco a poco motivando la atención y acción a escala internacional, que promovió diferentes iniciativas.

La más relevante sucedió en diciembre de 1997, fecha en la que se establece el primer tratado de cambio climático, el Protocolo de Kyoto, que constituye la acción más influyente emprendida hasta entonces y que se ratificó en 2005. El objetivo principal era reducir las emisiones totales de CO_2 , y otros gases contribuyentes al efecto invernadero, de los países industrializados hasta ciertos límites admisibles. Se promueve así la utilización intensiva del gas natural, el apoyo a las energías renovables y a la eficiencia energética, constituyendo así un nuevo marco de desarrollo tecnológico enfocado al impulso de nuevos conceptos de generación de energía renovable más eficientes.

En los últimos años, acompañando al incremento económico global, se ha producido el mayor aumento de población de la historia de la humanidad y se estima que los 7'5 mil millones de personas se incrementen hasta cerca de 10 mil millones para 2050, de los cuales el 65% vivirán en zonas urbanas. Esto provoca que los focos de emisiones de CO_2 sean las ciudades, debido tanto a la energía necesaria para abastecer viviendas, servicios, etc, como al tráfico en las mismas, lo que lleva a que surjan investigaciones y proyectos con el fin de disminuir las emisiones en las mismas.

Como base general para estas iniciativas están las energías renovables, las cuales permiten soluciones sostenibles a las necesidades de generación de energía eléctrica. Esta nueva tecnología ha sufrido en los últimos años una evolución tal que se ha convertido en una alternativa potencial para sustituir los sistemas de generación que hasta ahora han sido utilizados para abastecer las necesidades de energía primaria [3]. Estos sistemas podrían permitir una solución más eficiente y con menos impacto medioambiental, que satisfagan también el aumento en demanda predicho para los próximos años, asociados tanto a energía eléctrica como a energía térmica.

Dentro de estos sistemas que aprovechan recursos ilimitados se identifican como aquellos que pueden ofrecer soluciones más eficientes, para este fin relacionado con el entorno urbano, los sistemas fotovoltaicos, sistemas solares térmicos, sistemas de energía eólica y sistemas de aprovechamiento de la biomasa y residuos urbanos. Se excluyen las centrales hidroeléctricas ya que su localización está previamente definida y muy limitada.

Cabe destacar que, debido a la estacionalidad de las fuentes de energía renovables, será preciso utilizar sistemas de almacenamiento de energía que nos permitan tener un suministro auxiliar que funcione como back-up cuando los sistemas de generación primaria no puedan satisfacer la demanda necesaria. Estos sistemas de almacenamiento deberán ser una fuente fiable y segura que solucionarán problemas relacionados a la continuidad de las instalaciones primarias y su actual dependencia con la necesidad de tener otro sistema de generación alternativo.

Debido a la flexibilidad que ofrece esta tecnología en cuanto a instalación y disponibilidad, empiezan a aparecer conceptos de infraestructuras libre de emisiones o de energéticamente neutra, como puede ser edificios cero-energía ZEB (Zero-Energy Buildings), edificios de emisión neutra, ciudades inteligentes (Smart Cities), etc. Todos ellos enfocados a mejorar y asegurar un entorno urbano seguro, resiliente, competitivo frente a costes, limpio y sostenible.

Se propone en el presente proyecto el análisis de viabilidad de una posible solución a este problema. Se establecerá el análisis económico de un modelo de autoabastecimiento urbano basado en la producción de energía libre de emisiones que sustituirá al modelo centralizado actual del sistema de generación de energía. Se realizará el cálculo de costes asociados y la compatibilidad con las tecnologías actuales.

Se asentarán las bases del modelo en una evaluación de la capacidad de producción de energía mediante diferentes sistemas de energía renovables que serán: instalaciones de energía fotovoltaica y energía solar térmica sobre techos y espacios abiertos en el término urbano y plantas de tratamiento de aguas residuales en las que se evaluará la capacidad de generación de energía a través de residuos y biomasa

Posteriormente se realizará un análisis de las necesidades energéticas tanto térmica como eléctrica de la ciudad evaluada y se compararán los resultados de producción y demanda, obteniendo así un balance energético en la misma.

Por otro lado, como resultado del balance anterior, se combina la producción con la necesidad de almacenamiento energético de modo que se evaluarán diferentes sistemas, se definirán los necesarios, y se realizará el dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

Como resultado principal del proyecto, se realiza el análisis económico de la solución tecnológica desarrollada para el problema, obteniendo el valor del coste energético.

Adicionalmente, debido a que el avance tecnológico propicia disminuciones en los costes de los sistemas utilizados en el desarrollo del modelo, se realiza un análisis de sensibilidad de los mismos, evaluando la variación del coste energético en función del precio de los sistemas.

Por último, se procede al cálculo de las elasticidades de los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad, ofreciendo una visión de variación relativa entre el precio de los sistemas implementados y el precio de la energía obtenido mediante el uso de los mismos.

Finalmente se presentan una serie de conclusiones acerca de los resultados obtenidos durante el diseño del modelo de ciudad autoabastecida energéticamente y una evaluación económica.

2 ESTADO DEL ARTE

En la actualidad, el mundo en el que vivimos se encuentra amenazado principalmente por los residuos y emisiones que el ser humano produce en su vida diaria. La amenaza más grande está relacionada con las emisiones de CO₂ y demás emisiones CFCs producidas por la generación energética necesaria para satisfacer las necesidades actuales de demanda, basadas principalmente en el tratamiento de combustibles fósiles [4] [5], y las futuras, debido al gran aumento de la población que se predice durante los próximos años y décadas [6]. Con este fin, el camino de investigación y avance se basa en un desarrollo sostenible y eficiente de las diferentes tecnologías energéticas, tanto de generación [7] como de almacenamiento [8]. Esto implica que se considere tomar medidas respecto a ello en los focos más importantes de contaminación, que son las ciudades, debido tanto a la energía eléctrica y térmica consumida como a la presencia de tráfico.

Para conseguir niveles muy bajos o cero de emisión de dióxido de carbono se considera como medida principal la utilización de energías renovables [9] [10], debido a los avances y mejoras que se han producido y su estado de desarrollo actual [11]. Por otro lado, se enfocarán cómo un sistema global de producción de energía distribuido, convirtiéndose así en el eslabón que nos permita la transición desde estado actual centralizado en grandes fábricas y centrales energéticas dependientes de un sistema de distribución [3]. Debido a que estas fuentes de energías renovables son muy dependientes de la localización geográfica, en España se consideran la fotovoltaica, la solar térmica y la biomasa cómo las fuentes más viables para un modelo de generación libre de emisiones [12], excluyendo a la eólica debido a su fuerte carácter situacional. Con esta idea, se ha realizado un estudio que evalúa forma en la que se 139 países podrían ser completamente abastecido energéticamente utilizando energía eólica, solar y procedente del agua [13].

Considerando la energía solar fotovoltaica y térmica como la principal fuente de energía explotable para modelos de producción distribuidos e integrados en las ciudades, se han llevado a cabo diferentes estudios para evaluar la instalación de la tecnología fotovoltaica en las zonas urbanas considerando los techos de los edificios cómo el lugar más práctico para ello [13]. En algunos de ellos, se ha evaluado una determinada zona, a través de la proyección en planta de los edificios y aplicando factores de corrección, y comparando la capacidad de generación con la demanda de la misma [14] [15], y otros se han centrado en evaluar de manera más exacta la superficie disponible para una tipología de edificio concreta creando un método extrapolable a los edificios de dicha tipología [16] [17]. Sin embargo, es necesario realizar estudios relacionados no solo con la generación de energía eléctrica sino también con la energía térmica necesaria para abastecer la correspondiente demanda, los cuales podrían aprovechar los análisis realizados de las zonas disponibles, ya que la tipología de estas instalaciones es similar. Por otro lado, se han llevado a cabo estudios en los que se realiza una comparación entre diferentes sistemas de obtención de energía solar, mediante un caso práctico de una vivienda, como ha sido en Noruega y en Londres, donde se evalúan sistemas térmico solar, fotovoltaico e híbrido [18] [19] y que establece una misma metodología para cualquier otra localización. Adicionalmente, se ha evaluado el impacto medioambiental de la generación fotovoltaica contemplando la reducción de emisiones y los beneficios que implica [20].

Respecto a la obtención de energía de la biomasa, se baraja como opción las plantas de tratamiento de aguas residuales [21]. La optimización de un consumo eficiente de energía, así como la generación de ella en estas plantas de tratamiento, se ha convertido en un tema de investigación muy popular en la comunidad científica [22] [23] y se han realizado numerosos estudios sobre la eficiencia energética de las mismas [24] [25] y sobre la factibilidad y los retos tecnológicos que suponen la creación de plantas de tratamiento de agua autoabastecidas y que puedan producir energía adicional [26] [27], cuantificando en algunos casos la cantidad de energía producida en los proceso en función de la demanda abastecida [28]. Considerando esta alternativa como apta para ser integrada en el concepto de generación distribuida, se han realizado estudios a través de los cuales se ha evaluado la instalación de una planta de tratamiento de aguas residuales en pequeños núcleos urbanos, analizando cuestiones económicas y medioambientales [29].

Como se ha comentado anteriormente, la producción de energía a través de instalaciones fotovoltaicas y térmicas solares es muy estacional, lo que conllevaría discontinuidades en el suministro de energía. Sin embargo, debido al reciente desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía [30] [31] [32], es posible poder satisfacer estas necesidades de continuidad que carece la generación energética asociada a las fuentes de energía renovables, así como las fluctuaciones de demanda a lo largo del día [33] [34]. Actualmente, existe un

amplio catálogo de sistemas de almacenamientos [35] [36] y diferentes modelos de evaluación de sus características en función del objetivo para las que se vaya a utilizar [37].

La integración de todas estas iniciativas en el entorno urbano, una generación de energía distribuida en combinación con sistemas de almacenamiento energético y una red interna de distribución, da paso a nuevo concepto de ciudad, las conocidas como Smart Cities [38] [39] [40]. En ellas se pretende establecer un modelo de ciudad en la que la producción energética y su distribución este interconectado entre todos los consumidores de la red [41] [42]. Para ello se abordan diferentes enfoques entre los que se encuentran: generación de energía eléctrica, generación de energía térmica, almacenamiento energético, distribución a través de una red inteligente, gestión de la infraestructura y su operación basada en tecnología de comunicación e información, etc. [43] [44]. Surge así el nuevo concepto de “prosumer”, que se define como el usuario que además de consumir energía, por generación propia, puede realimentar a la red constituyendo así una condición de fiabilidad y robustez a la disponibilidad energética de forma continua [41] [39]. Junto al concepto de “prosumer”, aparece el de edificio energéticamente neutro o Zero-Energy Buildings (ZEB), que se define como aquel en el que su balance de energía a lo largo de un año es cero [45]. Este nuevo concepto de edificio se propone como un nuevo concepto de diseño futuro para las edificaciones de modo que se fomente y ayude al desarrollo de las Smart Cities [46].

3 MÉTODO

El procedimiento para la evaluación del modelo de ciudad autoabastecida energéticamente que se considera se basa, en primer lugar, en realizar, una evaluación del potencial de generación de energía en la ciudad a través de sistemas que aprovechan la energía solar y del tratamiento de las aguas residuales.

Por otro lado, se realiza un análisis de la demanda energética del municipio tanto eléctrica como térmica para el suministro de agua caliente sanitaria, conociendo así las necesidades de la población.

Posteriormente se lleva a cabo la evaluación del equilibrio energético comparando la producción con el consumo y, a partir de los resultados obtenidos, se realiza el dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento necesarios para cubrir las necesidades horarias de demanda.

3.1. Potencial energético

La evaluación del potencial energético se basa en la consideración de dos fuentes principales de generación de energía. Por un lado, se va a analizar el potencial fotovoltaico y potencial solar térmico utilizando paneles solares para la producción energética de electricidad y de energía térmica y, por otro lado, se va a considerar la tecnología disponible en las plantas de tratamiento de aguas residuales para la generación de energía eléctrica.

3.1.1 Potencial solar.

La metodología seguida para el estudio del potencial solar fotovoltaico y térmico en la superficie disponible en los tejados de los edificios de una ciudad se realiza mediante un proceso de 3 etapas. En primer lugar, se realiza el análisis de la superficie disponible para la instalación de los sistemas de generación. En segundo lugar, se realiza el cálculo de la configuración óptima de las instalaciones y se crea un modelo térmico-FV que permita el análisis del consumo eléctrico y de agua caliente sanitaria. Por último, se realiza el cálculo horario de la producción energética considerando la orientación de la superficie disponible, las características de los equipos solares y las condiciones de irradiación sobre la localización establecida.

3.1.1.1 Análisis de la superficie disponible.

Con el objetivo de implementar un sistema de generación distribuida en el modelo de ciudad autoabastecida mediante sistemas fotovoltaicos y térmicos, se realiza un estudio de la superficie disponible para la instalación de paneles solares en toda la extensión del municipio. Como idea principal, se considera la implantación de estos sistemas en el área disponible en los techos de los edificios de la ciudad (excluyendo monumentos e instituciones), que se clasificarán en función de su tipología (techo plano o inclinado) y de si corresponde a zona industrial o residencial/comercial/pública. Adicionalmente, se analiza la superficie disponible en el entorno rural adyacente a la ciudad, que se sitúa dentro de los límites del municipio, y las zonas verdes.

3.1.1.1.1 Superficie total

Para realizar este estudio, se obtiene, en primer lugar, un mapa del término municipal de la ciudad en el que se representan todos los edificios de la misma, diferenciados según pertenezcan a zona industrial y zona residencial/comercial/pública o monumentos e instituciones.

Con el mapa completo de la zona a estudiar, se calcula la superficie disponible, respetando los patios y zonas no construida, y se obtiene el área total de los techos de todos edificios. Adicionalmente, es necesario realizar la diferenciación entre los edificios clasificándolos en tres diferentes tipos: edificios residenciales/comerciales/públicos de techo plano, edificios residenciales/comerciales/públicos de techo inclinado y edificios industriales, en los que se diferenciará zonas inclinadas y planas.

Para ello se establecen las diferentes localizaciones y edificios que pertenecen a cada tipo de zona y se crea, mediante una aplicación de edición de imágenes, diferentes mapas en función de cada tipo:

- Edificios residenciales/comerciales/públicos con techo plano (Tipo 1).
- Edificios residenciales/comerciales/públicos con techo inclinado (Tipo 2).
- Zona industrial (Tipo 3).
- Zonas verdes (Tipo 4).
- Zona rural (Tipo 5).

La identificación y clasificación de los edificios según sean Tipo 1 o 2 se realiza de forma manual mediante un análisis vía imágenes satélite de todos los edificios residenciales, comerciales y públicos que existen dentro de los límites del municipio asignándolos dentro de cada tipo. Esto es debido a que, como se ha comentado anteriormente, los edificios se clasifican en el mapa según la función de los mismos, asignando un solo color a todos los que pertenecen a un mismo grupo, independientemente del diseño vertical que posean.

Establecidas ya las diferentes zonas correspondientes a cada tipo, se obtiene la superficie en bruto que abarca cada uno. Dentro del Tipo 1 y 2 se calculará la superficie correspondiente a los techos de las edificaciones con fines residenciales, comerciales y edificios públicos; dentro del Tipo 3 se calculará tanto el área correspondiente tanto a los techos de los edificios como al terreno industrial no construido; dentro del Tipo 4 se calculará la extensión total que suponen las zonas verdes de la ciudad; y dentro del Tipo 5 se calculará el terreno total correspondiente a zona rural no edificada adyacente a la ciudad.

Debido a que cada zona se representa de un color característico, para la cuantificación de la extensión de la superficie en bruto en cada caso, se utiliza el programa de edición de fotos Adobe Photoshop CC que nos permite la selección de píxeles según el color deseado y ofrece la información de la cantidad de los mismos que han sido seleccionados. Para calcular la superficie sólo es necesario averiguar la escala m^2/pixel calculando cuántos m^2 equivale a un pixel.

Para ello, se calcula el área de un polígono rectangular utilizando la escala del mapa y compararemos el valor correspondiente a la zona elegida con el número de píxeles que ocupa la zona limitada por el polígono en el mapa. Para obtener un valor correcto, se realiza la operación varias veces con diferentes zonas y se calcula la media. Posteriormente se realiza la comprobación de la medida obtenida de la superficie de un edificio aleatorio con nuestro procedimiento comparándola con la superficie real del mismo.

3.1.1.1.2 Superficie disponible (factores de corrección y orientaciones).

Una vez obtenida el área de la proyección en planta para cada tipo de edificio, se realizará una estimación acerca de la superficie disponible dentro del área en bruto calculada anteriormente. Esto es debido a la existencia de objetos inamovibles en los tejados como pueden ser chimeneas o instalaciones de ascensores, a zonas no utilizables debido a sombras, a tabiques separadores de tejados, etc. Además, en los techos con tejados inclinados, se deberá realizar otra estimación correspondiente a la orientación de los mismos, y si poseen estos edificios alguna parte de su techo que sea plana. Para ello, se estimará el porcentaje de partes orientadas según las 4 orientaciones principales y las partes de inclinación nula.

El cálculo de la superficie disponible sobre el área en bruto para los edificios del Tipo 1 se realiza llevando a cabo un procedimiento de análisis de los tejados en el que se establece la superficie apta para la instalación de paneles solares. Para ello, se compara la información que proporciona el mapa sobre un núcleo de viviendas con la información real del mismo conjunto de edificios.

El cálculo del factor de corrección se realiza mediante la identificación de la zona disponible para la instalación de los sistemas solares con un color diferente al de los edificios y posteriormente se compara, tal y cómo se hizo para el cálculo de superficie total, la cantidad de píxeles correspondientes a este nuevo color (superficie disponible) con el número de píxeles totales que representan toda la superficie en bruto.

En este análisis se tienen en cuenta diferentes restricciones para la consideración de área aprovechable. De este modo, se excluye la zona ocupada por objetos inamovibles como son chimeneas y sistemas de ventilación (no se consideran equipos de aire acondicionado, ya que estos podrían desplazarse), zonas afectadas por efectos de

sombra producidos por edificios adyacentes de altura superior o diferentes alturas en un mismo edificio, salidas de las zonas de acceso a la azotea y azoteas con otros usos establecidos.

Debido a la gran variedad de configuraciones de techos dentro de este tipo de edificios en una ciudad: urbanizaciones de casas, urbanizaciones de bloques de pisos, zona céntrica de edificios unifamiliares y multifamiliares sin patrón definido, barrios de casas y bloques, etc. Se escogen varios sectores que engloben todas las diferentes configuraciones existentes y se obtiene de ellas el porcentaje de superficie disponible realizando la media aritmética de los casos estudiados.

Por otro lado, la evaluación de los techos de Tipo 2 se lleva a cabo mediante un análisis en el que se hace una clasificación de los tejados en función de su orientación, utilización e inclinación (inclinados o planos). Para ello se establece un código de colores que se utiliza para indicar el porcentaje de superficie que se corresponde con cada caso. Por un lado, las orientaciones Norte, Sur, Este y Oeste vienen identificadas con los colores rojo, verde, naranja y amarillo respectivamente. Por otro lado, las zonas con inclinación nula vienen identificadas con el color celeste. Una vez se tenga clasificada la superficie total, se procede al cálculo del porcentaje que cada orientación supone.

Del mismo modo que para el análisis del Tipo 1, se escogen muestras de los diferentes sectores en las que se tiene este tipo de techo. En este caso, debido a la heterogeneidad de las configuraciones de tejados, no se pueden identificar grandes bloques ya que cada urbanización o conjunto de edificios tiene una forma característica, por tanto, se ha escogen muestras aleatorias entre todas las zonas que forman las edificaciones de Tipo 2. La evaluación de las características de los tejados se realiza de forma análoga al caso anterior comparando imágenes reales de los edificios con la imagen que ofrece el mapa e identificando las configuraciones de los mismos.

Por último, se realiza la evaluación para la superficie correspondiente al Tipo 3. Los edificios que se incluyen en la zona industrial son naves industriales y oficinas, por tanto, es necesario realizar un análisis similar al correspondiente al Tipo 2 ya que estos edificios son propensos a tener techos tanto inclinados como planos. Se realiza una evaluación de los mismos idéntica al caso anterior en la que se respeta el mismo código de colores para las características de los techos. Al igual que en los casos anteriores, se realizará una comparación entre imágenes reales de los edificios y las imágenes proporcionadas por el visor, identificando la configuración que poseen los techos y asignando valores porcentuales a las superficies orientadas, a las planas y a las no utilizables.

Con el cálculo de la superficie en bruto disponible y los factores de corrección y clasificación se obtienen los valores finales de la superficie aprovechable en los techos del municipio y su orientación.

3.1.1.2 Configuración óptima de los paneles.

El objetivo principal es establecer la configuración óptima que permita un mejor rendimiento de los sistemas de generación de energía. El rendimiento y el potencial de las instalaciones fotovoltaicas y térmicas dependen tanto de conceptos tecnológicos como de la configuración de las instalaciones y de la meteorología. Se establecen ciertos parámetros para optimizar los resultados energéticos que se obtienen con estos sistemas de generación de energía térmica y eléctrica, destinada al calentamiento de agua caliente en los hogares y al consumo eléctrico en los mismos. Es necesario definir en la ejecución del algoritmo un edificio modelo, estableciendo la superficie que posee y la cantidad de personas que lo habitan para definir la demanda energética.

3.1.1.2.1 Cálculo de irradiación.

Las condiciones meteorológicas vienen definidas por la localización geográfica del lugar de instalación de los paneles. Esta información es proporcionada por una herramienta desarrollada por la Comisión Europea denominada Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [47] que realiza una evaluación geográfica de los recursos solares y los combina con las prestaciones de diferentes tecnologías fotovoltaicas. Adicionalmente, nos proporciona información adicional de ciertas variables meteorológicas, como por ejemplo la temperatura ambiente en la localización escogida para una fecha determinada, la irradiación solar

incidente y otros parámetros de interés. Debido a que esta herramienta proporciona datos anuales, mensuales y diarios, el análisis se realizará abarcando todos y cada uno de los días del año. Los datos obtenidos mediante esta aplicación permitirán evaluar los diferentes sistemas y establecer, en función de ellos, la configuración física de las instalaciones. Los datos son obtenidos en horario GTM por lo que la hora local dependerá de la ciudad que se está evaluando y será necesario hacer la corrección horaria pertinente.

Se trata de una herramienta de acceso libre que ofrece una gran cantidad de información relacionada con la irradiación solar sobre el territorio europeo. Esta aplicación tiene diferentes módulos que se definen a continuación.

El primer módulo permite obtener una estimación de la energía generada por diferentes tecnologías fotovoltaicas, en el que se pueden modificar diferentes parámetros como es el ángulo de inclinación (slope), el ángulo de orientación (azimuth), la potencia instalada, las pérdidas del sistema, etc.

En segundo lugar, el módulo de radiación mensual ofrece información acerca de la irradiación recibida durante los meses del año en función del ángulo deseado, el ángulo de inclinación óptimo en cada caso, la temperatura media de un día típico del mes, la temperatura media durante el día, etc.

En tercer lugar, la opción de radiación diaria ofrece información de la irradiación recibida durante un día típico de cada mes; esta información viene desglosada en cuatro valores por cada hora permite tener la distribución temporal de diferentes variables como puede ser la irradiación media global, irradiación con el cielo claro, irradiación directa normal y la distribución de temperaturas durante el día, en función de la inclinación y de la orientación deseada.

Por último, se encuentra la opción de un sistema fotovoltaico autónomo que permite estimar la energía final obtenida de un determinado sistema fotovoltaico aislado introduciendo una serie de datos acerca de la instalación como la potencia pico, el tamaño de las baterías, limitador de descarga, consumo diario, etc, y el ángulo de orientación e inclinación del sistema.

Antes de comenzar, es necesario indicar que los datos que se necesitan para realizar la evaluación de los sistemas fotovoltaicos y térmicos son diferentes. Esto es debido a que el rendimiento de las células fotovoltaicas es constante pero el rendimiento de los paneles solares térmicos depende de varios factores que son la diferencia de temperatura entre el ambiente y el colector, la irradiación solar global recibida por estos y unos coeficientes proporcionados por el fabricante. Esta dependencia implica que dicho valor sea variable durante el día en el caso de la generación de energía térmica, por lo que será necesaria la distribución horaria de temperaturas e irradiación para tener un análisis más real sobre la producción energética. Sin embargo, para el caso de generación eléctrica bastará con los valores medios proporcionados por el primer módulo.

En primer lugar, se van a obtener los datos necesarios para la evaluación de los sistemas fotovoltaicos a partir de PVGIS. Para ello, hay que establecer la localización de la instalación que se corresponderá con las coordenadas geográficas del municipio. Posteriormente, se van a establecer todos los valores que requiere la herramienta y seleccionaremos los resultados que deseamos obtener. Como se puede ver en la Figura 2, será necesario seleccionar la tecnología que se utilizará. Por otro lado, las pérdidas estimadas se dejarán como están y no se modificará la potencia FV pico instalada ya que se realizará la corrección pertinente cuando calculemos el potencial global fotovoltaico. En cuanto a las opciones de montajes se puede definir entre sistemas de montaje fijo o guiado, activando la opción de optimizar la inclinación y se escogerá orientación sur. La orientación sur se escoge debido a que el análisis que se está realizando es para optimizar rendimiento en función de la configuración de los paneles, no para el cálculo del potencial fotovoltaico en las diferentes superficies que se han establecido en el apartado anterior. Cuando se establezca la configuración final, se realizará el estudio del potencial fotovoltaico considerando los tipos de techos estudiados.

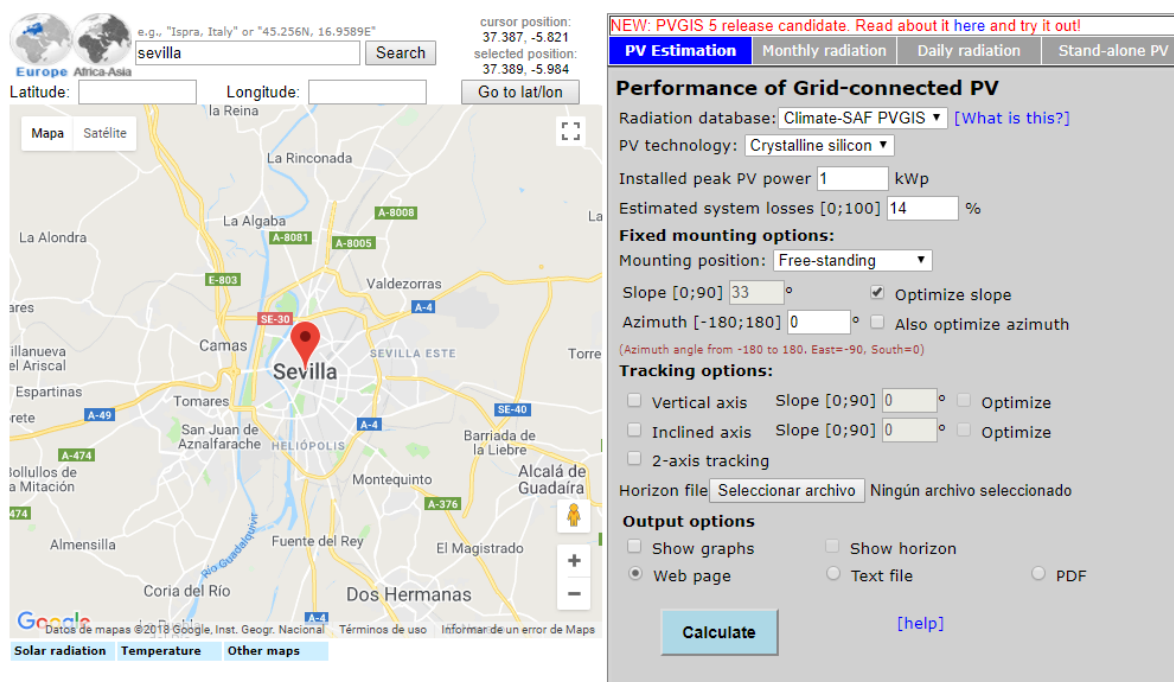


Figura 2. PVGIS (Estimación FV).

[47].

Calculados los valores de irradiación y energía producida durante todos los meses, se tienen ya todos los datos necesarios de la aplicación para realizar el cálculo de configuración optima, pero antes de ello, se van a obtener los datos requeridos para la evaluación térmica mediante esta herramienta.

El estudio térmico viene caracterizado tanto por la irradiación solar recibida por los paneles como por el rendimiento de los mismos. Este rendimiento, como se ha comentado anteriormente, depende de diferentes factores que son la diferencia de temperatura entre el ambiente y el colector, la irradiación global recibida y unos coeficientes proporcionados por el fabricante. Debido a que estos parámetros varían a lo largo del día, mediante el módulo de radiación diaria de PVGIS, se obtendrán los valores del perfil diario medio de radiación y de temperatura.



Figura 3. PVGIS (Radiación diaria).

[47]

La herramienta proporciona valores de la irradiancia y de temperatura cada 15 minutos desde el amanecer hasta el anochecer para un día típico de cada mes. Para ello, hay que establecer ciertos parámetros en la aplicación Figura 2, al igual que para el caso del estudio fotovoltaico. En primer lugar, se establecen las coordenadas geográficas correspondientes al municipio. Posteriormente, hay que seleccionar el mes en el que se deseen conocer los valores de los datos (se repetirá la operación para todos los meses), la inclinación de los paneles (que se corresponde con la óptima), la orientación de los mismos y los datos que se quieren obtener.

De esta forma se obtienen todos los datos requeridos de la herramienta PVGIS, por lo que se da por finalizada su utilización. Con estos datos, se está en disposición de realizar la evaluación de la configuración de las instalaciones para asignar un layout óptimo que permita el máximo aprovechamiento de la superficie disponible.

3.1.1.2.2 Algoritmo de optimización.

Respecto a la configuración física de instalación, los principales parámetros que se pueden modificar son el ángulo de inclinación de los paneles, el ángulo de orientación de los mismos, la colocación vertical u horizontal de estos y la distancia de separación entre dos consecutivos debido a la creación de sombra. Para optimizar estos parámetros se crea un algoritmo matemático de optimización en MATLAB que nos permite modelar las diferentes opciones disponibles asignando el valor óptimo a las variables en función de la cantidad de energía total que puedan generar.

El factor principal que influye en el aprovechamiento de la superficie en nuestro escenario es la sombra que estos provocan sobre los que se encuentran detrás. El tamaño de la superficie ocupada por la sombra depende principalmente de la inclinación del panel, que está establecida en la óptima y que es proporcionada por la herramienta descrita anteriormente, la longitud del panel que está definida por el fabricante, la elevación del sol cuyo valor varía en función del tiempo durante todo el año y la distancia de separación entre paneles.

La idea principal del algoritmo de optimización se basa en calcular la superficie oculta por sombra en los paneles para todos los días del año en función de la elevación solar y de una separación establecida, parámetro que se iterará hasta obtener el valor óptimo de separación. Por lo tanto, es necesario obtener los datos de elevación del sol sobre el horizonte para todos los días del año. Posteriormente, se calcula, con la superficie aprovechable y la energía producida durante un día típico del mes, la energía neta producida cada día del año y realizando el sumatorio para los 365 días de año se obtendrá la energía total producida por la instalación para el valor de la distancia de separación asignado.

Es necesario obtener los valores de la elevación del sol para cada día del año. Para realizar este cálculo se utiliza una interpolación polinómica para diferentes valores de la elevación correspondientes a diferentes fechas. La aplicación online SunCalc [49] permite obtener los valores de elevación solar para cualquier momento del año en función de la localización deseada. Se escogen los datos correspondientes a los días 21 de cada mes, cuando la orientación del sol se corresponde con el sur, y, a partir de ellos, se realiza una interpolación polinómica con MATLAB mediante el comando *polyfit* que crea un polinomio de grado $n+1$, siendo n el número de meses, tomando los valores introducidos.

Para calcular la sombra proyectada de los paneles se realiza un cálculo geométrico basado en una configuración genérica de la disposición de los elementos del sistema representada en la Figura 4.

En ella vienen representados los diferentes parámetros que se utilizarán en los cálculos y que se definen a continuación:

- γ : ángulo de elevación solar sobre el horizonte.
- l : longitud del panel.
- h : altura del panel.
- d : distancia de separación entre paneles.
- b : longitud de la sombra sobre el panel posterior.
- α : ángulo de inclinación del panel.

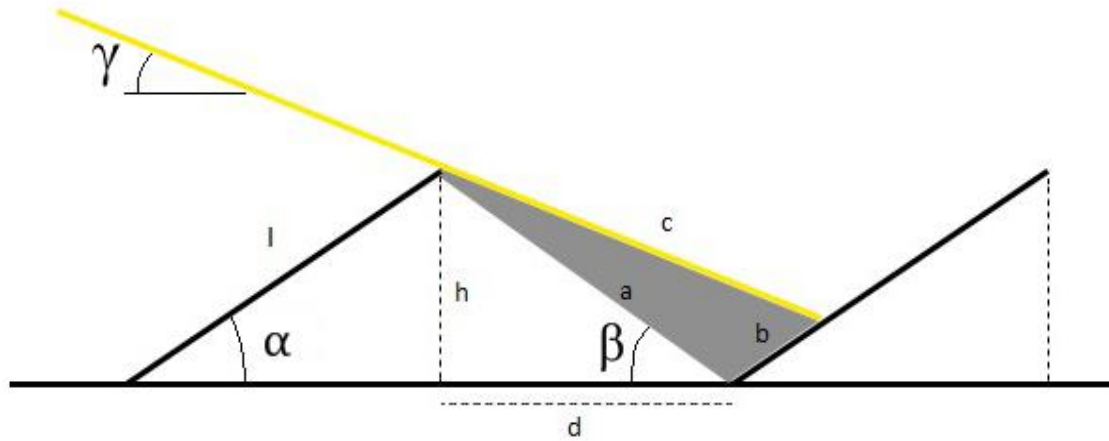


Figura 4. Esquema de una instalación genérica.

Elaboración propia.

La metodología seguida para el cálculo de la distancia óptima de separación, d^* , se basa en iterar en este parámetro y obtener la longitud de la sombra proyectada sobre los paneles en función del ángulo de elevación solar, obteniendo su valor para todos los días del año. De este modo, se calcula el área aprovechable de la superficie disponible total para cada día y, multiplicándola por los valores de producción de energía eléctrica media diaria obtenidos anteriormente de PVGIS, se calcula la energía total producida para cada valor de d .

El valor de la longitud de la sombra viene definido por las siguientes fórmulas:

$$\begin{aligned} h &= l \sin(\alpha) \\ \beta &= \arctan\left(\frac{h}{d}\right) \\ a &= \sqrt{h^2 + d^2} \\ b &= a \frac{\sin(\beta - \gamma)}{\sin(\alpha + \gamma)} \end{aligned}$$

Dónde se aplican formulas básicas trigonométricas y el teorema del seno.

Cabe indicar que el algoritmo considera la primera fila de paneles con la totalidad de su superficie siendo efectiva. Por otro lado, para la última fila de paneles no se considera distancia de separación entre la misma y la pared de atrás, siendo la distancia ocupada por dicho panel la proyección horizontal del mismo, de modo que la distancia longitudinal de las filas de paneles viene definida por la siguiente fórmula:

$$L = n * l * \cos(\alpha) + (n - 1) * d$$

Donde L es la longitud total ocupada por los paneles y n es el número de paneles instalados; las demás variables ya han sido definidas anteriormente. Esta distancia debe ser menor a la distancia longitudinal de la superficie considerada, de modo que se establece así el número de paneles posibles para cada distancia de separación.

En el Anexo A se presenta el código MATLAB utilizado.

3.1.1.2.3 Demanda energética del modelo FV-Térmico.

La aplicación del modelo precisa la demanda eléctrica y de agua caliente sanitaria para el edificio y superficie en consideración, de modo que se pueda calcular el área necesaria para satisfacerla.

La demanda eléctrica se obtiene directamente de los datos publicados por las instituciones que gobiernan el municipio.

Para identificar la cantidad de paneles necesarios para abastecer la demanda de agua caliente, se realiza un análisis del consumo de la misma y de la energía necesaria para obtenerla mediante los dos mecanismos escogidos, paneles solares o termo eléctrico.

La demanda térmica se debe calcular para los dos casos: obtenida mediante energía térmica de los paneles solares térmicos y obtenida mediante un termo eléctrico. Para el primer caso se utiliza la potencia de un termo eléctrico actual presente en el mercado y las condiciones de funcionamiento necesarias para satisfacer la demanda durante todo el día. Para el segundo caso es necesario recurrir a la sección HE4 del Documento Básico HE de Ahorro de Energía [50], publicado en los documentos aprobados que configuran el marco regulatorio del Código Técnico de la Edificación del Ministerio de Fomento. Según este documento se obtiene la demanda de agua caliente a una temperatura de 60°. Adicionalmente, se corregirá el valor de la demanda en función de la temperatura deseada. Para ello, este documento ofrece la siguiente ecuación de corrección de demanda:

$$D(T) = D(60^\circ) \times \left(\frac{60 - T_{AFS}}{T - T_{AFS}} \right)$$

Dónde T_{AFS} es la temperatura media del agua fría sanitaria suministrada.

Sin embargo, la utilización de esta fórmula particularizada en cada mes da valores de demanda erróneos ya que proporciona unos valores superiores para los meses de verano. Por ello, el cálculo de la energía necesaria para obtener dicha demanda se realiza utilizando la siguiente fórmula:

$$D_{ACS} = D(T) \rho C_p (T_{USO} - T_{AFS})$$

Dónde D_{ACS} (kWh/día) es la demanda de energía necesaria para obtener la demanda de agua caliente diaria $D(T)$ (litros/día), ρ es la densidad del agua que toma el valor de 1 kg/litro, C_p es el calor específico del agua (0.00116 kWh/kg/°C) y T_{USO} es la temperatura de uso, T_{AFS} ya ha sido definida anteriormente.

3.1.1.2.4 Selección de los sistemas solares de generación energética.

Por otro lado, la utilización de este algoritmo precisa algunas características técnicas y físicas de los sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, lo que hace necesaria la selección de algunos modelos presentes en el mercado para evaluar el rendimiento en función de los parámetros escogidos. La elección de los distintos tipos de paneles se basa en la tecnología actual de modo que se evaluarán tres tipos diferentes de sistemas: paneles solares fotovoltaicos para generación de energía eléctrica, paneles solares térmicos para generación de energía térmica para el calentamiento de agua doméstica y paneles solares híbridos para la generación combinada de energía térmica y eléctrica.

Paneles solares fotovoltaicos:

La tecnología fotovoltaica se basa en dispositivos encargados de la transformación directa de la luz solar en electricidad empleando células fotovoltaicas. Estas células fotovoltaicas son los elementos básicos que conforman los paneles y su funcionamiento se fundamenta en la diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras debido a la incidencia de radiación solar en una de ellas que hace que los electrones salten de un lugar a otro generando corriente eléctrica.

La capacidad de generación de electricidad del módulo fotovoltaico se incrementa con la cantidad de células en el módulo o en la superficie del módulo. Las células fotovoltaicas generan electricidad de corriente continua, la cual se puede utilizar para cargar las baterías. Casi toda la electricidad es suministrada como corriente alterna en los sistemas de transmisión y distribución de electricidad. Los dispositivos que son conocidos como inversores, se utilizan en los módulos fotovoltaicos, con el objetivo de convertir la electricidad de corriente continua a electricidad de corriente alterna.

Por otro lado, la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos varía según el tipo de tecnología fotovoltaica, de la potencia nominal de los mismos y del área cubierta por las células fotovoltaicas. La eficiencia nominal viene definida por la siguiente fórmula:

$$eff_{nom} = \frac{P_{pk}}{1 \frac{kWp}{m^2}} \frac{1}{A}$$

Donde P_{pk} es la potencia nominal pico y A es el área del panel.

La potencia pico nominal es la potencia nominal definida por el fabricante de los módulos o del sistema. Se define como la potencia de salida entregada por el módulo, medida bajo un nivel de irradiancia de $1000W/m^2$ (una temperatura del módulo de $25^{\circ}C$ y un espectro solar correspondiente a una masa de aire de 1.5). Lo cual significa que, si el módulo tuviera un rendimiento del 100%, haría falta $1 m^2$ para conseguir un sistema con una potencia pico de $1kW$. Estas condiciones se denominan Condiciones Estándar de Medida (CEM).

Por último, existen tres grandes grupos de paneles fotovoltaicos que ofrecen diferentes características en función de las necesidades existentes. Estos tres tipos son:

- Paneles monocristalinos de silicio: ofrecen las tasas de eficiencia mayores en el mercado y una vida útil más larga. Se convierten en la opción más cara debido a su proceso de fabricación tan complejo.
- Paneles policristalinos de silicio: con un proceso de fabricación más simple se convierten en una opción económica. Sin embargo, las eficiencias y las resistencias al calor son menores.
- Paneles fotovoltaicos de capa fina: son la opción más económica de todas y existen algunos flexibles capaces de adaptarse a diferentes superficies. Ofrece los peores valores de eficiencia por lo que se precisa una superficie considerablemente mayor para obtener la misma potencia que con las otras opciones; además, la vida útil es inferior debido a que los materiales usados se degradan más rápido.

La utilización de un tipo u otro se realizará en función de las prestaciones de los mismos tras realizar un breve análisis de mercado, evaluando diferentes opciones actuales existentes en catálogos.

Paneles solares térmicos:

La tecnología solar térmica se basa en dispositivos encargados de la transformación de la luz solar en energía térmica a través de un intercambio de calor. La función de los captadores solares es absorber la mayor cantidad de radiación posible para calentar el fluido (generalmente agua con anticongelante) que circula por su interior y que, después, mediante un sistema de distribución, es llevado hasta el punto de almacenamiento.

Los colectores se clasifican en función de la forma de los captadores. Los principales tipos se describen a continuación:

- Colectores de placa plana: En ellos la radiación solar pasa a través del material de acristalamiento y golpea la placa de absorción. Esta placa se calienta y transfiere el calor al agua o aire que se encuentra entre el vidrio y la placa de absorción.
- Colectores de tubos de vacío: Está formado por colectores lineales alojados en tubos de vidrio al vacío, cuyo fin principal es evitar las pérdidas por convección. Es dentro de los tubos donde se produce la captación solar y la transmisión de calor hacia el fluido.

Los sistemas de captación planos (o de placa plana) con cubierta de vidrio son los comunes mayoritariamente en la producción de agua caliente sanitaria ACS. El vidrio deja pasar los rayos del Sol, estos calientan unos tubos metálicos que transmiten el calor al líquido de dentro. Los tubos son de color oscuro, ya que las superficies oscuras calientan más.

El vidrio que cubre el captador no solo protege la instalación, sino que también permite conservar el calor produciendo un efecto invernadero que mejora el rendimiento del captador.

El rendimiento de los paneles solares se representa según unas curvas de rendimiento energético obtenidas de la certificación de los mismos por un laboratorio de ensayos homologados de acuerdo con la norma UNE-EN 12975-2:2006.

Posteriormente, en la evaluación que contempla tecnología térmica se define la curva de rendimiento y los parámetros que aparecen en la misma.

Paneles solares híbridos:

La tecnología solar híbrida se basa en la fusión de los sistemas de generación descritos anteriormente en uno solo. El concepto se basa en la instalación de células fotovoltaicas sobre un absorbedor de colector solar térmico.

Con esta configuración se logran 3 objetivos, la producción de energía eléctrica, la obtención de agua caliente sanitaria y la mejora del rendimiento del panel solar fotovoltaico.

Dentro de las ventajas que presenta cabe destacar la potencial reducción de costes en comparación a si de adquirieran los sistemas solares fotovoltaicos y térmico por separado. Hay que tener en cuenta, que los soportes y el anclaje del sistema híbrido son solo uno, por los dos que serían necesarios de adquirirlos por separado. Lo mismo ocurriría con muchos de los materiales que conforman los paneles solares y los colectores solares.

Otra de las ventajas es la relativa a la prolongación de la vida útil del panel fotovoltaico. Trabajando a una temperatura más óptima el material se degrada más lentamente y es capaz de trabajar a pleno rendimiento por más años.

Sin embargo, esta tecnología está en pleno desarrollo, por lo que actualmente tanto la eficiencia del sistema fotovoltaico de las mismas como el rendimiento térmico que poseen son inferiores a la de estos sistemas por separado, pero la generación combinada de ambos tipos de energía la convierte en una posible opción en nuestro modelo.

La definición de la eficiencia fotovoltaica de estos sistemas y la cuantificación del rendimiento térmico de los mismos es exactamente igual que para la tecnología fotovoltaica y térmica definidas anteriormente.

3.1.1.2.5 Casos de estudio.

Para abarcar todas las posibles configuraciones de generación energética se establecen tres casos de estudio para los sistemas energéticos seleccionados: instalación compuesta en su totalidad por paneles solares fotovoltaicos, en los que se generará la energía eléctrica necesaria para satisfacer tanto el consumo eléctrico como el calentamiento de agua mediante un termo eléctrico; instalación compuesta por una combinación de paneles fotovoltaicos e híbridos para la obtención de energía térmica y eléctrica; e instalación compuesta por una combinación de paneles fotovoltaicos y térmicos en los que la demanda de agua caliente sanitaria se abastece totalmente con los últimos.

En primer lugar, se establece como condición la priorización de la generación eléctrica sobre la térmica, por lo que se cumplirá en primer lugar las necesidades eléctricas, posteriormente las térmicas y si se cumplen ambas, la superficie restante será destinada a paneles fotovoltaicos permitiéndose así oportunidades de exportación a la red. Con esta condición, se procede a calcular la configuración óptima para cada caso.

Caso 1: Instalación de paneles fotovoltaicos.

Para el primer caso, en el que se considera la instalación de paneles fotovoltaicos, es necesario utilizar las condiciones de potencia nominal de los paneles para el cálculo de la energía eléctrica producida por los mismos. De este modo se tiene que la energía producida viene definida por la siguiente fórmula:

$$E = \frac{E_{kWp}}{\frac{1 \text{ kWp}}{kW_{nominal}} * A_{panel}} S$$

Donde E es la energía producida, E_{kWp} es la energía disponible por kWp, kWp es kilovatio pico, $kW_{nominal}$ es la potencia nominal del panel, A_{panel} es el área del panel y S la superficie aprovechable.

El cálculo de la energía disponible se realiza con el algoritmo de optimización. Este calcula la superficie de paneles aprovechable cada mes en función de la distancia de separación de los mismos considerando la sombra que unos crean sobre los posteriores. De este modo, para una distancia de separación d, se tiene la superficie disponible de cada mes y el valor de la energía por kWp obtenida de PVGIS, lo que permite, junto a las

características de los paneles, el cálculo de la energía producida durante todo el año. Teniendo este valor para todas las separaciones posibles se obtiene la distancia óptima.

Con la distancia óptima de separación se calcula el número de paneles que pueden ser instalados en la superficie considerada en el modelo. Dividiendo el valor de la superficie (S_{modelo}) entre el número de paneles instalados se obtiene el valor del área ocupada por un panel sobre la proyección horizontal, que es el dato que se utilizará finalmente para la evaluación de la generación energética distribuida en la superficie disponible en la ciudad. El área horizontal (A_H) del panel se define según la siguiente fórmula:

$$A_H = \frac{S_{\text{modelo}}}{n_{\text{paneles}}^o}$$

Con la generación total anual y con el área ocupada por los paneles sobre la horizontal se comprueba el cumplimiento de la demanda y el número de paneles necesarios para ellos, tanto para las necesidades de consumo de agua caliente sanitaria median un termo eléctrico, como para las necesidades de consumo de energía eléctrica del edificio.

Adicionalmente, se miden las pérdidas ocasionadas por el efecto que tiene la sombra sobre la superficie de los paneles, para ello se calcula la cantidad de energía que se puede generar si no se considera este efecto y se realiza el cálculo porcentual según la siguiente formula:

$$\%_{\text{perdidas}} = \frac{E_{\text{total sin sombra}} - E_{\text{total con sombra}}}{E_{\text{total sin sombra}}} \times 100$$

Donde E_{total} representa la energía total producida considerando sombra y sin dicha consideración.

Este proceso se repite tanto para la configuración de paneles verticales como horizontales y se comprueban los resultados obtenidos en cada caso.

Caso 2: Instalación combinada de paneles fotovoltaicos e híbridos.

Debido a que la instalación de sistemas híbridos se utiliza para la generación de la energía térmica necesaria para satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria en la vivienda, se realiza, en primer lugar, una evaluación de la producción de energía térmica en función del rendimiento de los sistemas solares térmicos, variable según las condiciones de temperatura e irradiancia a lo largo de un día. Posteriormente, una vez calculada la energía obtenida por metro cuadrado durante cada mes, se comparará con el consumo energético necesario correspondiente y se calculará la superficie necesaria.

Se define, en la siguiente fórmula, la curva de rendimiento instantáneo cuadrática para los captadores solares térmicos:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1 (T_m - T_a)}{I} - \frac{k_2 (T_m - T_a)^2}{I}$$

Dónde η_0 es el factor óptico (denominado por los fabricantes como factor de eficiencia, o factor de ganancia o como rendimiento óptico), k_1 y k_2 son coeficientes de pérdidas térmicas cuyas unidades son W/m^2K y W/m^2K^2 respectivamente, T_m es la temperatura media del colector (se considera en este estudio $45^\circ C$), T_a es la temperatura ambiente e I es la irradiancia solar global en W/m^2 sobre el colector.

Cabe destacar que los valores de rendimiento pueden tomar valores inferiores a 0 debido a que los valores de irradiancia y las diferencias de temperaturas no permiten llegar a la temperatura de uso que se quiere obtener. Bajo estas condiciones, se establece la hipótesis de que el rendimiento es cero en estos casos y se considera nulo el aporte energético durante este periodo de tiempo. Realmente, el fenómeno físico que se está produciendo, durante los primeros momentos de sol, es el aumento progresivo de la temperatura del captador desde la temperatura que obtiene durante la noche hasta la temperatura objetivo. Sin embargo, en este análisis no se tiene en cuenta esa transición, por lo que se tienen unos resultados más restrictivos, esto implicaría que en un caso real el aporte energético sería mayor.

El cálculo del rendimiento se realiza para todos los instantes de tiempo que contempla la aplicación, siendo el intervalo de separación entre una medida y otra de 15 minutos desde el amanecer hasta el ocaso.

Con el cálculo del rendimiento y los valores de irradiancia global sobre el plano definido por los paneles solares (se establece en el valor óptimo), se calcula la potencia neta total por metro cuadrado, considerando solo aquellos instantes de tiempo para los que el rendimiento sea superior a 1.

Debido a que la aplicación ofrece la potencia neta cada 15 minutos, el cálculo correcto para obtener la energía neta diaria en Wh/m^2 sería dividir el sumatorio de valores positivos de la potencia neta entre 4. Con esto, multiplicando la energía total diaria por el número de días que tiene cada mes, se obtiene la energía total producida por metro cuadrado cada mes.

Comparando los valores de demanda de energía necesaria para satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria mediante captadores solar térmicos con la energía producida por estos para cada mes, se obtiene el número de paneles necesarios para satisfacer las necesidades de consumo durante todo el año. Se considera en el modelo, que los paneles híbridos se instalarán en la primera fila de modo que dependiendo del número de ellos que sean necesarios, se aplicará el algoritmo o no para el cálculo de separación óptima.

Por otro lado, se realiza el cálculo de energía eléctrica producida por estos paneles y se comparará con los valores de energía eléctrica necesaria para cumplir la demanda

Adicionalmente, se establecen el número de paneles fotovoltaicos adicionales para satisfacer la demanda restante de energía eléctrica del edificio considerado si fuera necesario.

Caso 3: Instalación combinada de paneles fotovoltaicos y térmicos.

El estudio para esta configuración se hace de manera similar al caso anterior. Se calcula en primer lugar el número de paneles necesarios para satisfacer la demanda energética durante todos los meses del año. Para ello, se realiza el cálculo del rendimiento de forma análoga a cómo se hizo en el caso de paneles híbridos y se obtiene posteriormente la energía obtenida por el panel para un día típico de cada mes del año durante las horas de sol.

Del mismo modo que en el caso anterior, se realiza la corrección pertinente para obtener la energía disponible en Wh a partir de los valores que ofrece la aplicación de irradiancia global sobre el plano de los paneles. Se establecen también las hipótesis de los rendimientos negativos debido a las condiciones de irradiancia y temperatura que se consideran 0 cuando son negativos y se establece como nulo el aporte energético.

Obteniéndose, para este caso, los valores de producción energética necesaria para satisfacer la demanda térmica exigida para el agua caliente sanitaria, se calcula el número de paneles necesarios para cumplir con los requisitos. Sin embargo, en este caso, no existe aporte eléctrico por parte de los paneles térmicos por lo que la demanda de energía eléctrica será necesaria cubrirla con paneles fotovoltaicos. De este modo, y al igual que en el caso anterior, se realizará la instalación de los paneles térmicos en la primera fila, aprovechando la totalidad de su superficie, y se establecerá el número de paneles fotovoltaicos necesario, instalándolos en las posiciones restantes.

Con esto se da por concluido el proceso de optimización de la disposición de los sistemas de las diferentes instalaciones analizadas y se realiza una comparativa de los resultados obtenidos para los diferentes casos estudiados.

3.1.1.3 Cálculo de la producción horaria.

Con el cálculo de la superficie disponible según cada tipo de zona seleccionada, la aplicación de los factores de disponibilidad y de orientación, la definición de la configuración óptima del sistema y las características técnicas de los diferentes paneles que se utilizan, se está en disposición de realizar el cálculo del potencial solar total existente en el municipio.

Para realizar esta evaluación será necesario obtener la distribución horaria, para todos los días del año, de la energía disponible por kWp de potencia instalada para todos los tipos de superficies que se han analizado. Para ello se hace uso de la aplicación PVGIS que permite obtener los valores de irradiación para cada hora, inclinación y orientación, para un día típico de cada mes, y se aplica un factor de corrección, debido a pérdidas en los sistemas, para calcular la energía disponible.

Con la distribución horaria de energía disponible para un día típico de cada mes (valores considerados para el día 15 del mismo) se realiza una interpolación polinómica de los valores, con un algoritmo programado en MATLAB, para calcular los correspondientes a todos los días del año.

3.1.1.3.1 Irradiación y potencial eléctrico (PVGIS)

El primer paso que se realiza es el cálculo de la irradiación y de la energía eléctrica horaria para un día típico de cada mes. Para ello, se utiliza el módulo de Radiación diaria de la misma forma que se usó en la evaluación de la radiación solar en el modelo FV-térmico. Sin embargo, en esta ocasión será necesario repetir el procedimiento para las orientaciones restantes.

En la definición dentro de la aplicación de las superficies evaluadas se va a considerar que la inclinación de los paneles para las cuatro orientaciones y para el techo plano es de la correspondiente a la inclinación óptima para los techos sin inclinación. Se ha realizado esta hipótesis debido a que es necesario establecer una inclinación de los tejados y los valores en los edificios existentes son muy variables. Adicionalmente, esto implica una simplificación en los cálculos de modo que los valores de energía para la superficie plana y la superficie orientada al sur es el mismo; para simplificar el desarrollo, se considera de aquí en adelante solo cuatro orientaciones principales: sur/plano (denominada sur), norte, este y oeste, a la hora de realizar los cálculos de energía disponible.

Sin embargo, este módulo de PVGIS no ofrece la distribución horaria de energía disponible por kWp, sino que da valores de irradiación global incidente sobre el plano evaluado. Para obtener los valores de energía será necesario transformar dicha irradiación en energía eléctrica producida para el sistema predeterminado en PVGIS mediante unos factores de corrección por pérdidas de los sistemas.

Estos factores se obtendrán a partir del primer módulo de la aplicación que ofrece la cantidad de irradiación total recibida y la cantidad de energía disponible total para todos los meses. Así, dividiendo la energía disponible entre la irradiación se obtiene el % de energía que se obtiene de la irradiación total.

Estos factores se definen según la siguiente formula:

$$C_{elect_i} = \frac{E_{m_i}}{H_{m_i}}$$

Donde C_{elect_i} es el coeficiente de transformación de irradiación en energía eléctrica, E_m la producción de energía eléctrica media mensual, H_m los valores de irradiación global recibida media mensual e i varía de 1 a 12 representando cada valor un mes.

Aplicando estos coeficientes a los valores de irradiancia global (W/m^2) se obtiene la potencia disponible para cada tramo horario (W). Para su transformación en energía (Wh), será necesario sumar los valores incluidos en cada hora y dividirlo entre 4, ya que se toman medidas cada 15 minutos, tal y como se hizo para el cálculo de irradiación horaria.

Repitiendo este procedimiento para cada orientación se tiene la distribución horaria de energía total disponible cada hora para el día 15 de cada mes para todas las superficies analizadas. Estos datos se almacenan en diferentes hojas de EXCEL en la que se pueden realizar posibles cálculos y que permiten la importación rápida de los mismos a MATLAB.

3.1.1.3.2 Potencial eléctrico horario disponible.

Con los datos de energía disponible para un día típico de cada mes para cada orientación, se realiza el cálculo de los valores correspondientes a todos los días del año mediante una interpolación polinómica que se ajusta a los valores ya obtenidos.

Para ello, se va programa un algoritmo en MATLAB que permita realizar los cálculos necesarios y que se describe a continuación.

En primer lugar, se procede a la importación de los valores que se han calculado para cada orientación desde las plantillas Excel correspondientes. Para realizar una correcta interpolación, será necesario considerar varios meses antes de enero y varios meses después de diciembre, de modo que en los extremos no existan fluctuaciones que alteren los datos interpolados, por lo que la muestra constará de los valores correspondientes a 22 meses, desde agosto hasta mayo.

Una vez que se han importado todos los datos necesarios, se define un vector con los valores de los días durante el año, que se corresponden con el día 15 de cada mes, tomando para el 15 de enero el valor de 15, para el 15 de febrero el valor de 46, etc. De modo que, al realizar la interpolación, se asignen a estos días los datos obtenidos para la muestra típica de cada mes.

A continuación, se realiza la interpolación con el comando polyfit creando un polinomio de grado $n-1$ siendo n el número de meses totales incluidos (22 meses). Será necesario crear un polinomio de interpolación para cada hora y para cada orientación, de modo que será necesario crear 96 polinomios que se guardarán en 4 grandes matrices denominadas según el mes que correspondan, de dimensiones 24×22 (siendo 24 el número de horas y 22 el número de coeficientes del polinomio).

Con esto, y evaluando cada polinomio para los 365 días del año, se obtiene la distribución horaria de todos los días del año para todas las orientaciones.

Posteriormente se exportan los resultados a una hoja de Excel y se comprueban los valores obtenidos realizando una serie de correcciones debido a fluctuaciones en los valores cuando estos pasan de ser positivo a ser nulo de un día típico de un mes a otro. De este modo se establecen las condiciones de contorno haciendo cumplir estrictamente los valores calculados en función de obtenidos de PVGIS representados en la tabla 2. Estas modificaciones implican eliminar los valores negativos, y establecer en 0 valores positivos que se encuentren antes o después de los cambios de nulo a positivo o de positivo a nulo, respectivamente, de una muestra de un mes, a los adyacentes.

Con esto, se tienen todos los datos necesarios para realizar el cálculo de energía producida por los sistemas que se han escogidos, siendo los valores actuales los correspondientes a energía eléctrica por kWp.

En el Anexo A se presenta el código utilizado.

3.1.1.3.3 Energía eléctrica horaria producida.

El cálculo de la producción eléctrica se basa en los valores de la energía eléctrica disponible por kWp calculados anteriormente.

Dichos valores deberán ser corregidos en función de las especificaciones de potencia nominal de los sistemas que se van a utilizar, y deberán ser multiplicados por los valores de superficie disponible para cada orientación y por un factor de corrección debido a las pérdidas por efectos de sombra. La siguiente fórmula define la energía producida por los sistemas:

$$E_{prod_i} = A_i \frac{E_{kWp_i}}{\frac{1 \text{ kWp}}{kW_{nominal}}} \mu$$

Donde i va desde 1 hasta 5 representando los cinco tipos de techos definidos, A_i es el área total disponible para cada orientación, E_{kWp} es la energía disponible por kWp, kWp es kilovatio pico, $kW_{nominal}$ es la potencia nominal del panel, A_{panel} es el área correspondiente la proyección horizontal del panel (considerando la distancia de separación) y μ define las pérdidas por efectos de sombra.

De esta forma se calculan los valores horarios de energía eléctrica producida por nuestros sistemas para todos los días del año y para las 5 superficies definidas.

Con esto se da por concluida la metodología seguida en el análisis del potencial fotovoltaico realizado para el modelo que se está considerando, en el que se establece un sistema de generación energético distribuido mediante la utilización de paneles solares para satisfacer la demanda energética de un municipio.

3.1.2 Potencial energético de las aguas residuales.

La evaluación de la capacidad de generación energética en las diferentes plantas de tratamiento residuales, que abastecen la demanda de una ciudad, se lleva a cabo mediante un procedimiento basado en 3 etapas. En primer lugar, se procede con la identificación de las plantas de tratamiento de aguas residuales que se encargan de ofrecer servicio al municipio considerado. En segundo lugar, se calcula el número de personas que abastece y el volumen de agua que procesa y se define el porcentaje de utilización de las mismas. Por último, se realiza el análisis de la producción energética, en función del volumen de agua tratado, considerando diferentes tecnologías de generación.

3.1.2.1 Análisis de las plantas.

Con el objetivo de implementar un sistema adicional de generación de energía en nuestro modelo de ciudad autoabastecida energéticamente se consideran las plantas de tratamiento de aguas residuales como una opción viable. Eso es debido a la posibilidad de llevar a cabo procesos de generación energética simultáneamente con los procesos de tratamiento de agua.

La evaluación de esta capacidad de generación energética precisa conocer las plantas de tratamiento que dan servicio al municipio, identificando los procesos que se llevan a cabo en ellas y las dimensiones que estas poseen. Sin embargo, normalmente las plantas de tratamiento de aguas residuales no solo dan servicio a un solo municipio por lo que será necesario identificar todas aquellas localidades que son abastecidas por una planta.

Los principales procesos que se llevan a cabo en las plantas que se van a considerar en este estudio vienen clasificados en diferentes tratamientos [24] [25]:

- Tratamiento primario: El objetivo principal de esta fase es la reducción aceites, grasas, arenas y sólidos gruesos presentes en el agua. Estos procesos son de naturaleza completamente mecánica por lo que la energía consumida será la necesaria para la operación de las mismas. Se incluyen los procesos de separación de sólidos o cribado, separación de arena, eliminación de material flotante y sedimentación.
- Tratamiento secundario: El objetivo principal de esta fase es la eliminación masiva de la contaminación orgánica disuelta en el agua. Los procesos incluidos en esta etapa son, principalmente, de naturaleza biológica aeróbicos y anaeróbicos. Se incluyen los procesos de desbaste, tratamiento de fangos activos, camas filtrantes de goteo, reactores biológicos de membrana, filtración combinada con reducción biológica de carbono y sedimentación secundaria.
- Tratamiento terciario: El objetivo principal de esta fase es la purificación del vertido final y mejora de sus características y la calidad del efluente. Se incluyen los procesos de filtración, separación de nutrientes y desinfección.
- Tratamiento de fangos: El objetivo principal de esta fase es el tratamiento de los sólidos primarios gruesos y los biosólidos secundarios acumulados en las fases anteriores para reducir la cantidad de materia orgánica y el número de microorganismos presentes en estos residuos. Se incluyen los procesos de digestión anaeróbica, digestión aeróbica, compostaje y deposición de fangos.

La producción de energía se basa en una mejora de la eficiencia de estos procesos descritos anteriormente y en las opciones de generación alternativas que ofrecen determinados procesos o residuos extraídos de los anteriores que se pueden llevar a cabo en las plantas.

Los principales procesos de generación alternativa de energía son los siguientes [21] [23] [26] [27] [28]:

- Producción de energía eléctrica mediante sistemas hidráulicos: los procesos de producción energética a través de sistemas hidráulicos se basan en el uso de turbinas que aprovechen la energía cinética del agua, tal y como se hace en las centrales hidroeléctricas. Para conseguir una generación eficiente es necesario un gran volumen de agua tratada y una pendiente de bajada determinada.
- Producción de energía térmica: este proceso implica el uso de bombas de calor mediante electricidad para recuperar calor a baja temperatura de las aguas residuales y transformar este calor para cubrir necesidades tanto de calentamiento como de refrigeración. En término medio, las bombas de calor implementadas en las plantas proveen una cantidad de energía 3-4 veces superior a la energía eléctrica necesaria. Sin embargo, debido a las pérdidas por exportación y a la necesidad de energía eléctrica para llevarlo a cabo, no se considerará en esta evaluación.
- Producción de energía eléctrica mediante generación de biogás (digestión anaeróbica): el proceso utilizado para la obtención de energía a partir del biogás producido por la digestión anaeróbica se basa en los sistemas de ciclo combinado o cogeneración. La digestión anaeróbica se basa en la descomposición de los microorganismos en ausencia de oxígeno produciendo diferentes gases entre los que se encuentra el metano.
- Producción de energía eléctrica mediante generación de biofuel (crecimiento de algas): del mismo modo que para el caso anterior, el proceso utilizado para la obtención de energía se basa en sistemas de ciclo combinado. La tecnología de microalga lleva a cabo un proceso de cultivo y alimentación de microalga con las aguas residuales y una posterior conversión a biocombustible.
- Producción de energía eléctrica mediante la combustión de biosólidos: el proceso se fundamenta en la producción de energía eléctrica a partir de la combustión de los biosólidos producidos por las diferentes etapas del tratamiento de las aguas residuales. Además de recuperar energía supone una reducción en los desechos producidos.
- Procesos de producción energética en desarrollo: existen diferentes procesos en la actualidad en vía de desarrollo e investigación que ofrecen opciones de mejora de los procesos actuales o crean nuevas posibilidades de generación. Dentro de estos procesos se pueden encontrar la oxidación anaerobia del ion amonio (Annamox), las células de combustibles microbioanas, sistemas bioelectroquímicos, etc.

Con las plantas de tratamiento de aguas residuales identificadas en el municipio se evalúa la capacidad de producción en función de las características de las mismas y de los procesos que en ella se llevan a cabo. Se establecen también aquellas tecnologías cuya instalación es posible y se calcula la producción energética que se consigue con la implementación de las mismas para el volumen de agua procesado.

3.1.2.2 Cálculo de volumen de agua residual producida.

El cálculo de la demanda se realizará en función de la población que abastezcan todas las plantas de tratamientos de agua residual que esté dentro del término municipal de la ciudad.

En primer lugar, se establece el listado de todos aquellos municipios que sean abastecidos por los servicios de tratamiento de agua de estas plantas. Una vez identificados, se obtiene el censo de población de cada uno. Estos datos son obtenidos directamente de publicaciones de instituciones públicas como ayuntamientos y órganos gubernamentales de la provincia, de la comunidad autónoma o del estado.

Por otro lado, debido a que las plantas de tratamiento de aguas residuales reciben residuos procedentes no sólo de viviendas sino también de edificios públicos, comercios, industria, etc. Es necesario aplicar un factor de corrección por cada habitante que suponga el consumo propio más la parte equivalente a una persona del consumo restante de agua. Para ello se define el concepto de habitante equivalente, de modo que un habitante

normal toma un valor determinado de habitantes equivalentes, que será el valor con el que se realicen los cálculos.

El número de habitantes equivalentes según la región se obtiene de inventario nacional de emisiones a la atmósfera. Dicho valor se divide entre el número de habitantes de esa región y se obtiene la relación hab_{eq}/hab .

Esta relación se multiplica por la cantidad de habitantes total obtenida de la suma total de los censos considerado y se obtendrá el valor total de habitantes equivalentes.

Calculada la cantidad de personas que se abastecen, es necesario obtener el valor correspondiente al volumen generado por estas. El valor del agua residual generada por persona en España se obtiene directamente del Instituto Nacional de Estadística [51].

Finalmente, la demanda de agua residual se obtiene de la multiplicación de habitantes equivalentes por el valor de agua producida por persona.

Con esto queda definida la demanda total necesaria para los cálculos de energía producida.

3.1.2.3 Generación energética.

La generación energética depende de la tecnología de producción instalada en las plantas analizadas que han sido definidas anteriormente.

En función de los procesos de generación seleccionados, se establecerá la energía disponible por m^3 que es capaz de producir el sistema.

Por un lado, a la hora de evaluar la producción de energía mediante sistemas hidráulicos y la producción de energía mediante biofuel producido por algas se utilizan unos valores establecidos procedentes de la literatura que definen la cantidad de energía producida, por estas instalaciones, en función del volumen total de agua tratada en dichos procesos.

Por otro lado, para obtener la producción energética mediante biogás producido por la digestión anaeróbica se utiliza la siguiente fórmula [28]:

$$E_{AD} = Q \times BEF$$

Donde E_{AD} representa la energía producida en la planta a través del gas producido por la digestión anaeróbica, Q es el caudal de agua tratada y BEF es un factor energético del biogás que define la producción energética por m^3 .

Por último, para el cálculo de la cantidad de energía eléctrica producida mediante la combustión de biosólidos se utiliza la siguiente fórmula:

$$E_b = \frac{Q C_s HV}{HR}$$

Donde E_b representa la energía producida por la combustión de biosólidos en la planta, Q es el caudal de agua tratada, C_s es el contenido de sólidos seco en el agua residual, HV es el poder calorífico de los biosólidos generados y HR es la ratio de producción de energía eléctrica por energía producida por la combustión.

Con esto se da por concluida la metodología seguida en el análisis del tratamiento de aguas residuales para el modelo que se está considerando, en el que se ha establecido esta tecnología como sistema generación energético complementario.

3.2. Estimación de la demanda.

Para realizar el balance energético del modelo, es necesario calcular tanto el consumo de energía eléctrica durante cada hora para todos los días del año como la demanda de agua caliente sanitaria que hay que satisfacer, de manera que se pueda comparar con la producción de energía mediante los sistemas solares que se instalan en la superficie disponible.

3.2.1 Consumo eléctrico.

El consumo total de energía eléctrica en el municipio se ha obtenido anteriormente, cuando se realizó el modelo FV-Térmico, de los datos publicados por las instituciones que gobiernan el municipio.

Adicionalmente, la distribución horaria de dicha energía se ha calculado mediante una curva de demanda proporcionada por la empresa española Red Eléctrica Corporación S.A. Esta curva proporciona la distribución horaria de energía consumida para todos los días del año.

Para obtener la distribución horaria del consumo eléctrico en nuestro caso, basta con normalizar los valores de la curva de demanda y multiplicarlos por el valor de energía total consumida. De este modo, se obtienen los valores de consumo energético en la ciudad para cada hora del año.

Se tiene de esta forma una vista tanto global de las necesidades de consumo de la ciudad como una visión más detallada de la distribución horaria de la demanda

3.2.2 Consumo térmico.

El cálculo consumo térmico ha sido detallado con anterioridad a la hora de calcular los datos necesarios para la aplicación del modelo FV-Térmico. En este modelo se ha calculado la demanda energética necesaria para las necesidades de agua caliente sanitaria correspondiente al edificio analizado. Para hallar los datos correspondientes a toda la ciudad basta con normalizar los valores calculados anteriormente en función de los habitantes considerados en el modelo y multiplicarlos por los habitantes empadronados en el municipio que se está analizando.

3.3. Análisis de equilibrio.

El análisis de equilibrio se basa en dos partes principales. Primero, se realiza el balance energético de consumo-producción de la ciudad que se está evaluando, de modo que se establezcan las condiciones de abastecimiento o déficit del sistema energético instalado, identificando aquellas etapas en las que existe un exceso de producción y aquellos momentos en los que se necesita suministrar energía adicional.

Finalmente, una vez que se ha hecho el balance energético y se han definido los intervalos de sobreproducción y de sobreconsumo, se establece el sistema de almacenamiento necesario para satisfacer, con la energía producida sobrante, las necesidades energéticas en momentos de poca producción.

3.3.1 Balance energético.

Con los datos de consumo y producción de energía térmica y eléctrica se está en disposición de realizar el balance energético de la ciudad considerada.

Para ello se evalúan cuatro casos diferentes que se dividen en dos grandes grupos.

Por un lado, se evalúa la producción y el consumo de energía eléctrica sin considerar las necesidades térmicas de la ciudad y, por otro lado, se evalúa la producción y consumo de energía considerando la demanda de agua caliente sanitaria que puede ser satisfecha mediante las tres opciones consideradas en el modelo FV-Térmico: paneles fotovoltaicos, paneles solares térmicos y paneles híbridos.

3.3.1.1 Balance de energía eléctrica.

El balance de energía eléctrica se considera como el caso 1, en el que no se tiene en cuenta la demanda de energía térmica para el agua caliente sanitaria.

En este caso, se realiza la comparación de la capacidad de producción de los diferentes sistemas disponibles con las necesidades de la población en cuanto a consumo eléctrico.

Esta comparación se realiza tanto de forma anual como de forma horaria para tener diferentes puntos de vista sobre los resultados obtenidos.

La evaluación anual nos indica si el potencial energético disponible en la ciudad considerando la energía eléctrica obtenida a través de la instalación de paneles solares fotovoltaicos en la superficie disponible analizada y la energía obtenida a partir de los procesos que se ejecutan en las plantas de tratamiento de aguas residuales considerando el volumen de agua tratada por ellas en función de los habitantes que abastecen, es necesario para satisfacer las condiciones de consumo de la población.

Con esto se puede realizar un balance general que permita definir la energía total producida por la superficie correspondiente a cada orientación por separado y por las plantas de tratamiento de modo que se pueda seleccionar las diferentes posibilidades de producción energética que se desee en función de las necesidades totales y de la eficiencia de la producción de cada sistema, priorizando aquellos que ofrezcan mejores prestaciones.

Sin embargo, la evaluación anual, a pesar de reflejar el análisis global de producción-consumo, no permite diferenciar los intervalos en los que se produce un exceso de generación eléctrica con aquellos en los que los sistemas no son capaces de abastecer la demanda.

Se realiza entonces el balance horario para todo el año. Esta evaluación se realiza considerando los valores calculados anteriormente de producción energética con los de consumo de electricidad en la ciudad para todas las horas de todos los días del año.

Con esta comparación se definen los intervalos en los que la producción no satisface la demanda necesaria y se establecen aquellos momentos en los que es necesario un sistema de almacenamiento adicional que permite importar energía desde aquellos momentos en los que existe sobreproducción.

Acompañando al análisis horario se establece el balance energético durante todo el día realizando el sumatorio de las 24 horas que este posee. Con esto se establecen aquellos días en los que la demanda está satisfecha y aquellos en los que no. Esta información es muy importante a la hora de realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento ya que de estos valores dependerá la cantidad de energía total que hay que almacenar y establecerá el periodo más desfavorable de abastecimiento energético.

Con esto se finaliza el balance de energía eléctrica.

3.3.1.2 Balance de energía eléctrica térmica.

En esta ocasión se van a diferenciar tres casos diferentes en función del tipo de tecnología utilizada para satisfacer las necesidades térmicas de la población. El caso 1 representa a los paneles fotovoltaicos como sistemas para la producción de energía térmica para el agua caliente sanitaria, el caso 2 a los paneles solares térmicos y el caso 3 a los paneles híbridos.

El análisis eléctrico se lleva a cabo, para estos nuevos tres casos de estudio, de la misma forma que en caso anterior, de modo que se realiza la misma evaluación anual y horaria de producción y generación. Sin embargo, los valores de producción disponible cambian y el análisis global también, ya que parte de la superficie disponible correspondiente a la superficie plana se utiliza para la instalación de los sistemas que producirán energía térmica.

De este modo, se establecen las condiciones necesarias para abastecer la demanda térmica y por otro lado se define el potencial disponible restante para la producción de energía eléctrica en función de la orientación de las superficies y para las plantas de tratamiento de aguas residuales.

La introducción de las necesidades térmicas se realiza para identificar si es posible abastecer ambas demandas a la vez y cuál sería la opción más viable en función de la tecnología utilizada.

Se finaliza así el balance mixto de energía eléctrica y térmica.

Tras realizar el balance energético se tiene una visión general de las condiciones de producción de la ciudad en función del consumo de la misma y se obtiene así toda la información necesaria para realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento necesario.

3.3.2 Almacenamiento energético.

Con el objetivo de aprovechar toda la energía producida por los sistemas evaluados y abastecer la demanda energética durante todas las horas del año, se realiza un análisis de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica necesarios para cumplir con las condiciones de consumo que solicita el municipio. En primer lugar, se establecen las diferentes tecnologías disponibles para llevar a cabo esta función y de acuerdo con las prestaciones de las mismas y las condiciones de producción del sistema se establecen las más adecuadas. Se definen las principales características técnicas de las mismas que serán necesarias para el dimensionamiento del modelo de almacenamiento. Posteriormente, se calcula la capacidad de almacenamiento necesaria dadas las condiciones de generación del municipio y se dimensiona el modelo.

3.3.2.1 Sistemas de almacenamiento.

Se presentan a continuación las principales tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica presentes en el mercado, realizando una breve evaluación de las condiciones de operación y características técnicas fundamentales de cada una de ellas [36]:

- Almacenamiento electroquímico (baterías secundarias): Los sistemas basados en baterías secundarias o recargables basan su funcionamiento en conversiones electroquímicas reversibles conocidas como reacciones redox (reducción-oxidación). Estas baterías están compuestas por una disposición determinada de celdas electroquímicas conectadas entre sí de acuerdo con los requerimientos de tensión y corriente deseados como dispositivo final. Dentro de esta familia de dispositivos de almacenamiento se encuentran los siguientes: baterías de plomo-ácido, baterías alcalinas, baterías de sales fundidas y baterías basadas en litio.
- Almacenamiento electroquímico (baterías de flujo): Al igual que las baterías secundarias, basan su funcionamiento en reacciones reversibles en celda electroquímicas, sin embargo, el electrolito no se encuentra dentro de las celdas electroquímicas continuamente, sino que estas son bombeadas desde dos tanques externos a la celda.
- Almacenamiento electroquímico (hidrógeno): El hidrógeno, como vector energético, puede ser producido y almacenado en distintas formas, utilizado directamente como combustible, o entendido como medio para obtener otras formas de energía. El abanico de fuentes primarias de energías y procesos de obtención del hidrógeno es muy extenso y en muchos casos en vías de investigación. Este sistema de almacenamiento precisa de tecnología necesaria para su conversión posterior a electricidad a través de celdas de combustibles.
- Almacenamiento electromecánico: Por un lado, se tienen los volantes de inercia que almacenan energía cinética. Estos sistemas electromecánicos están formados por un disco de inercia que gira mecánicamente acoplado a un servomotor. El sistema aumenta la energía almacenada incrementando la velocidad de giro, y se consume potencia eléctrica de la red de forma sustancial tan sólo durante la aceleración del sistema. Contrariamente, se inyecta potencia eléctrica a la red durante una deceleración del volante de inercia.

Por otro lado, están las instalaciones reversibles de bombeo de agua o “Pumped Hydro Storage” cuyo principio de operación es dotar de energía potencial al agua aumentando la altura a la que está almacenado mediante unas bombas que consumen energía eléctrica de la red. Cuando se necesita generar energía eléctrica, la energía potencial se convierte en energía cinética mediante la caída del agua y se transforma mediante sistemas hidroeléctricos en energías eléctrica. Este sistema de almacenamiento precisa unas condiciones geográficas determinadas para su instalación y una buena eficiencia.

Por último, están los sistemas de almacenamiento de aire comprimido cuyo principio de funcionamiento se basa en la compresión de aire, utilizando energía eléctrica de la red, y su almacenamiento a presiones de hasta 100 bares a temperatura ambiente. Cuando se desea generar energía eléctrica para suministrarla a la red, la energía potencial del aire comprimido se transforma en energía mecánica en un grupo de turbinas de alta y baja presión cuyo eje acciona un generador eléctrico conectado a la red.

- Almacenamiento electromecánico: Se tiene tanto tecnología basada en superconductores como en supercondensadores. En los superconductores, la energía eléctrica se almacena como campo magnético creado por una corriente eléctrica a través de una bobina superconductoras. En los supercondensadores la tensión no proviene de reacciones químicas si no de campos electrostáticos en la celda.
- Almacenamiento termoeléctrico: En general, los sistemas de almacenamiento térmico almacenan energía térmica para suplir, cuando sea necesario, demandas térmicas en edificios o procesos industriales (por ejemplo, la calefacción o el agua caliente sanitaria), pero también como medio para generar electricidad. Para el almacenamiento de energía eléctrica se utilizan los basados en calor sensible cuyo funcionamiento se basa en los cambios de temperatura de agua, sales fundidas o rocas, entre otros medios y donde la capacidad de almacenamiento del sistema es directamente proporcional al calor específico del medio.

Con esto quedan definidos los principales sistemas de almacenamientos existentes y de los cuales se selecciona el más adecuado para la implementación en el modelo analizado.

3.3.2.2 Dimensionado de la capacidad de almacenamiento.

Con la definición de la tecnología a usar y de sus características técnicas se procede a dimensionar el sistema de almacenamiento que se va a utilizar.

Se va a calcular mediante un algoritmo programado en MATLAB la cantidad máxima de energía que hay que almacenar para satisfacer la demanda todos los días del año.

Para ello, se van a importar todos los datos procedentes del equilibrio energético obtenido de la comparación producción-consumo en el municipio analizado y se va a establecer el instante más desfavorable del año, que se corresponde con el día en el que el balance energético tiene un mínimo, y el más favorable que se corresponde con el máximo global.

Este máximo y este mínimo vienen definidos de hacer balance diario de energía y realizar el sumatorio diario de energía excedente o necesaria. En función de la pendiente de la gráfica que representa los resultados, se puede definir el periodo en el que es necesaria el suministro de energía por parte del sistema de almacenamiento y el periodo en el que se realiza la carga del mismo.

El periodo de almacenamiento y el volumen de energía máximo que hay que almacenar viene definido entre el máximo y el mínimo absoluto de los resultados, siendo el periodo comprendido entre estos aquel en el que se necesita energía almacenada y la diferencia de sus valores la cantidad de energía necesaria que hay que almacenar.

Para un cálculo más real, se aplica a la descarga de energía la cantidad de energía eléctrica perdida en los procesos de almacenamiento y descarga, de modo que se realiza el dimensionado considerando la eficiencia de los dispositivos.

Adicionalmente, realizando el sumatorio diario del balance energético durante todo el año, aplicando la eficiencia de los dispositivos, hay que ver si la capacidad de producción total es capaz de satisfacer la demanda tras las pérdidas que se producen en los procesos de carga y descarga. Esto viene reflejado en el valor del sumatorio para el último día del año, de modo que si este es positivo significa que la energía disponible para almacenar es mayor que la energía necesaria que hay que almacenar.

En el Anexo A se presenta el código utilizado.

Por otro lado, se realiza la evaluación de un modelo de almacenamiento diario basado en satisfacer la demanda restante del día cuando no hay generación de energía eléctrica mediante los paneles solares fotovoltaicos.

Para dimensionar este sistema de almacenamiento se identifica el día en el que existe sobreproducción o balance neto igual a cero con un mayor consumo de energía durante las horas en las que no hay producción. Con esto se tiene la energía máxima a almacenar para aquellos días en los que existe un exceso de generación energética.

Por último, y de forma análoga al caso anterior, se establece un escenario en el que el 100% de la energía consumida proviene de fuentes de energía renovable. Para ello se instalará potencia fotovoltaica adicional de modo que el balance diario para todos los días del año sea positivo y posteriormente se realiza el dimensionamiento del sistema de almacenamiento identificando el día con mayor consumo energético durante las horas sin producción, como en el caso anterior.

Con esto, se da por concluido el dimensionado de la capacidad de almacenamiento y la evaluación general de estos sistemas.

4 DATOS

La aplicación de la metodología seguida en para el estudio que se está realizando implica la necesidad de numerosos datos que son extraídos de diferentes fuentes.

En este caso, el estudio se realiza en la ciudad de Sevilla, por lo que toda la información obtenida pertenece a este municipio.

4.1. Potencial energético

A continuación, se presentan los datos necesarios para llevar a cabo el análisis del potencial energético considerando sistemas de producción con energía solar y las plantas de tratamiento de aguas residuales.

4.1.1 Potencial solar fotovoltaico y térmico.

La evaluación del potencial fotovoltaico precisa información de diversa índole. Por un lado, se necesita un mapa de la ciudad de Sevilla en el que estén representados todos los edificios que pertenecen a la misma, dentro del término municipal, e imágenes reales de las muestras de edificios a examinar para ver establecer los factores de corrección que se utilizan.

Por otro lado, en el estudio de la configuración óptima es necesario establecer unas condiciones de contorno del problema y valores para diferentes variables que están presentes en el mismo.

Adicionalmente, es necesario escoger los modelos de los sistemas solares que se van a utilizar para definir así las características técnicas a utilizar.

Por último, se necesitan datos de demanda energética tanto térmica como eléctrica y datos de irradiación y generación eléctrica para realizar el balance energético final.

4.1.1.1 Análisis de la superficie disponible.

El análisis de superficie, como se ha comentado, se realiza sobre el término municipal de la ciudad de Sevilla, que tiene una extensión de 140,8 km². Para ello se necesita obtener un mapa completo del municipio en el que estén representados todos los edificios existentes en el mismo. También es necesario obtener imágenes reales de diferentes zonas para poder establecer los porcentajes de utilización y de orientación de la superficie de los techos.

4.1.1.1.1 Superficie total

El mapa que se va a utilizar es obtenido de la Infraestructura de Datos Espaciales del Ayuntamiento de Sevilla a través del visor geoSEVILLA [51] tal y como se muestra en la figura 5, donde aparece una parte del mismo en la que se diferencian todas las zonas indicadas.

En dicho mapa se observa la representación de los edificios definidos por la proyección en planta de los mismos. Esta proyección horizontal respeta completamente la arquitectura de los edificios diferenciando zona construida de zona no construida, como pueden ser los patios. Se tiene de este modo una exhaustiva representación de la superficie ocupada por estos.

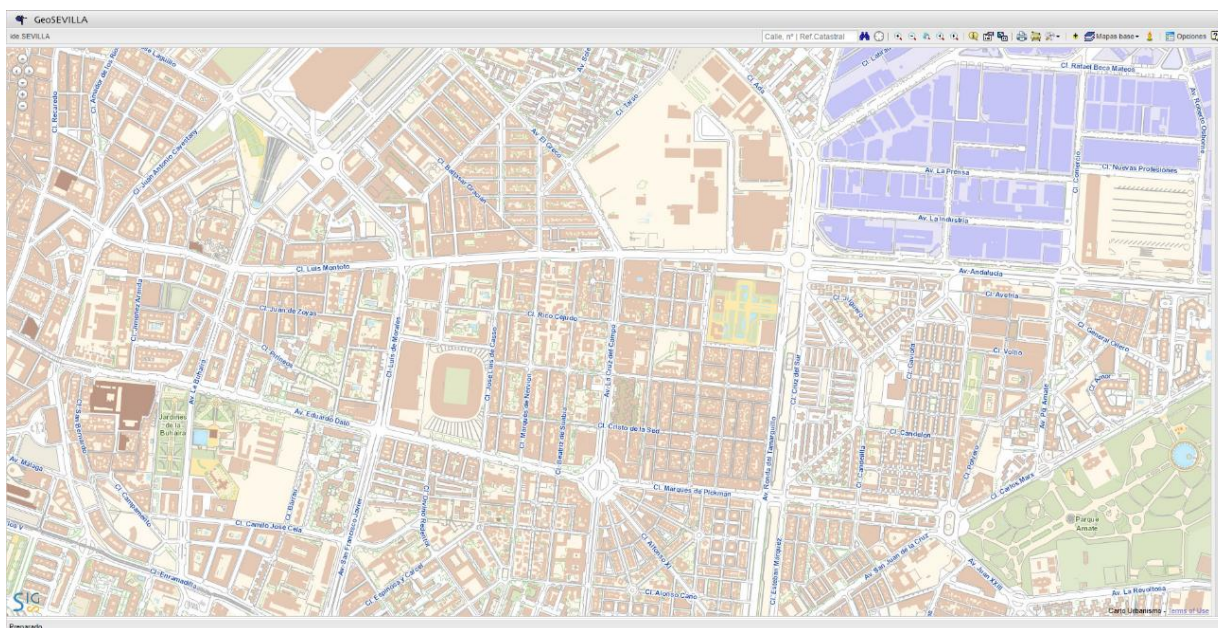


Figura 5. Visor geoSEVILLA.

[51].

Por otro lado, los edificios vienen representados de diferente color dependiendo de su función.

Los edificios correspondientes a edificios residenciales/comerciales/públicos (Tipo 1 y 2) están identificados en el mapa con el color marrón claro.

La superficie correspondiente a Zona industrial (Tipo 3) está identificada en el mapa con las diferentes tonalidades de morado.

Las zonas verdes (Tipo 4) se identifican en el mapa mediante el color verde donde se observa cómo se respeta la zona ocupada por lagos, fuentes, edificios, zonas de juego... que aparecen de distinto color.

La zona rural (Tipo 5) se identifica en el mapa con el color beige. Los momentos históricos y edificios institucionales se representan con el color marrón oscuro y no se contemplan en el estudio.

La zona correspondiente al aeropuerto y al puerto están representadas por el color rosa y tampoco se contemplan en el estudio.

A partir de esta aplicación Online, se ha creado, a través de Adobe Photoshop CC, un mapa completo a escala 1:10000 que contiene toda la extensión del municipio figura 6.

En el mapa se representa todo el término municipal de la ciudad de Sevilla con todas las zonas diferenciadas entre sí, tal y como aparecería en el visor del que se ha extraído la información. La resolución de la imagen es la misma que se tiene para una sección del visor, habiéndose creado una imagen lo suficientemente grande para contener toda la zona considerada. De este modo la información proporcionada no se altera y se siguen representando las zonas con el mismo número de píxeles.

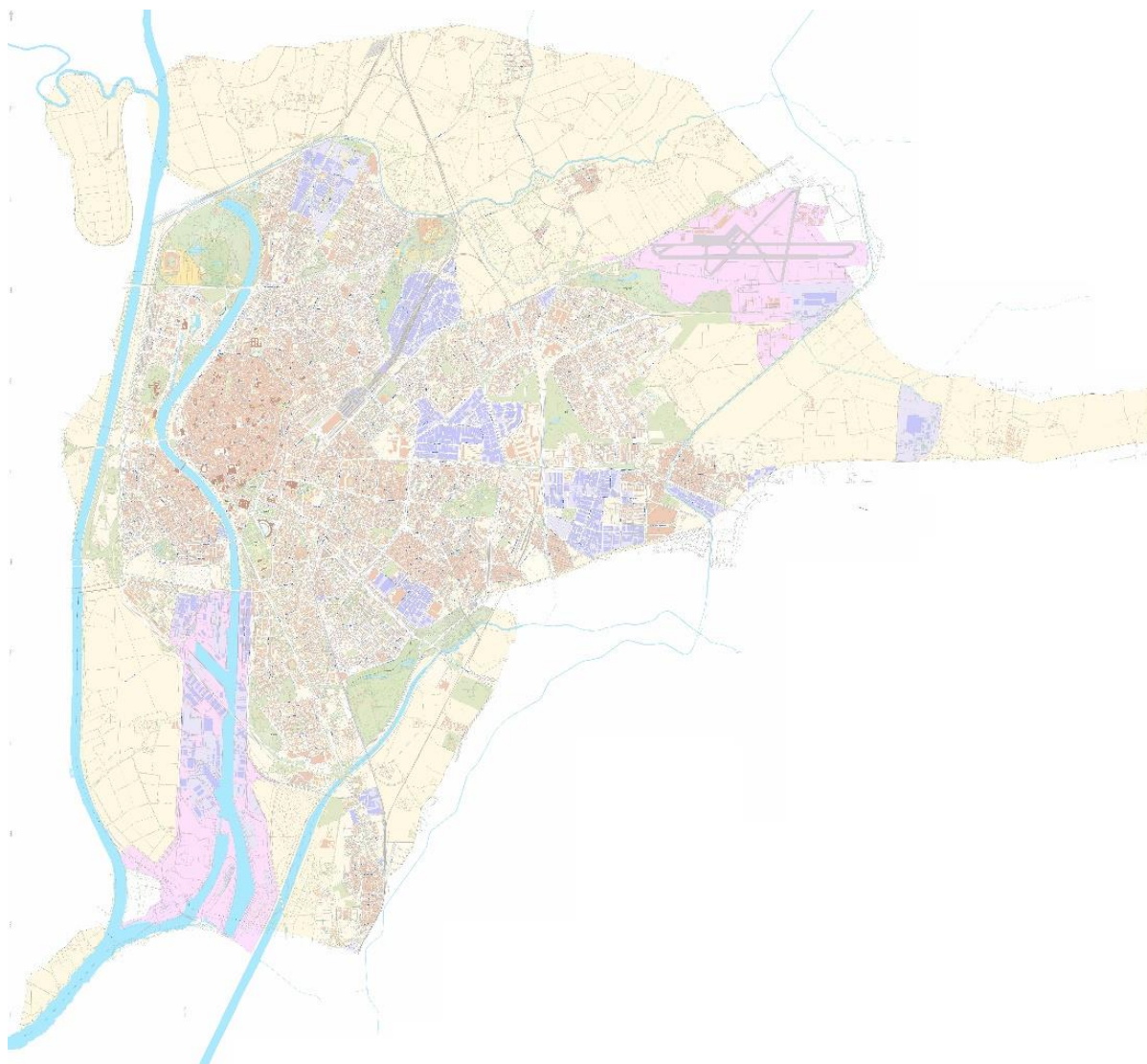


Figura 6 Mapa de Sevilla.

Elaboración propia.

Estos son los datos necesarios para proceder a la evaluación de la superficie disponible en bruto de cada tipo de zona evaluada.

4.1.1.1.2 Superficie disponible (factores de corrección y orientaciones).

En función del tipo de zona se ha escogido un tamaño de muestra diferentes. Se presenta a continuación algunos ejemplos de las imágenes utilizadas para esta evaluación.

En el Anexo B se muestran las imágenes correspondientes a todas las muestras escogidas restantes.

Tipo 1 (edificios residenciales/comerciales/públicos de techo plano)

Se han escogido imágenes correspondientes a diferentes manzanas a lo largo de toda la ciudad. En concreto se han utilizado un total de ocho muestras.

Se representan en la Figura 7 y la Figura 8 dos de las ocho muestras seleccionadas, donde se presenta una vista aérea vía satélite de la zona escogida y la representación correspondiente a dicha zona en el visor utilizado en la creación del mapa.

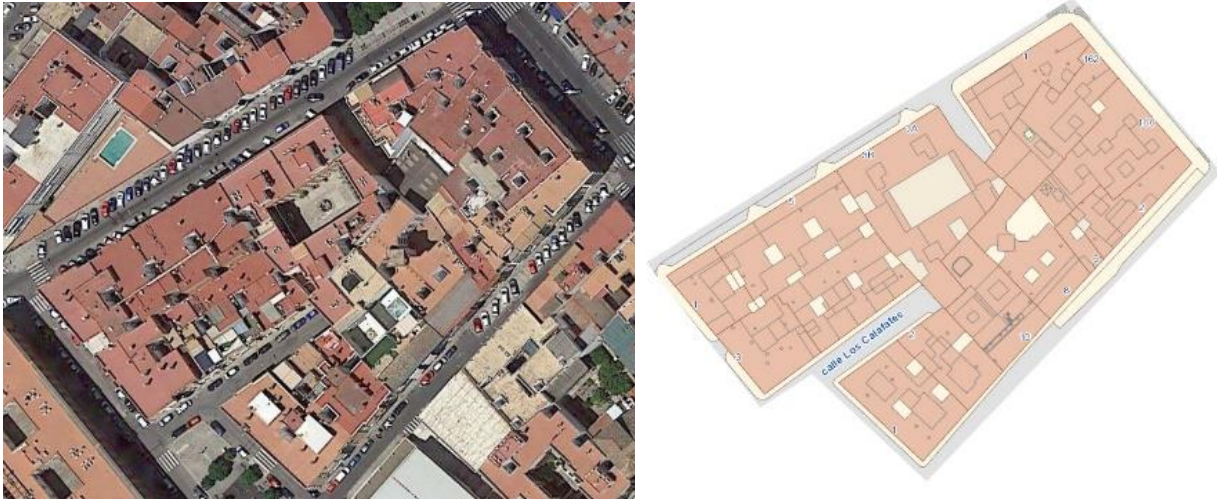


Figura 7. Evaluación de disponibilidad (Muestra 1).

Elaboración propia.



Figura 8. Evaluación de disponibilidad (Muestra 2).

Elaboración propia.

Tipo 2 (edificios residenciales/comerciales/públicos de techo inclinado)

Se han escogido imágenes correspondientes a diferentes urbanizaciones de edificios con techos inclinados a lo largo de toda la ciudad. En concreto se han utilizado un total de siete muestras para llevar a cabo el análisis.

Se representan en la Figura 9 y la Figura 10 dos de las siete muestras seleccionadas, donde se presenta una vista aérea vía satélite de la zona escogida y la representación correspondiente a dicha zona en el visor utilizado en la creación del mapa.



Figura 9. Orientaciones Tipo 2 (Muestra 1).

Elaboración propia.



Figura 10. Orientaciones Tipo 2 (muestra 2).

Elaboración propia.

Tipo 3 (zona industrial)

En este caso, se han escogido imágenes correspondientes a diferentes zonas i de los principales polígonos industriales de toda la ciudad. Debido a que la configuración de estos edificios es más homogénea en concreto se han utilizado un total de seis muestras para llevar a cabo el análisis.

Se representan en la Figura 11 y la Figura 12 dos de las seis muestras seleccionadas, donde se presenta una vista aérea vía satélite de la zona escogida y la representación correspondiente a dicha zona en el visor utilizado en la creación del mapa.



Figura 11. Orientaciones Tipo 3 (muestra 1).

Elaboración propia.



Figura 12. Orientaciones Tipo 3 (muestra 2).

Elaboración propia.

Quedan así definidos todos los datos necesarios para poder llevar a cabo el estudio de la superficie en toda la extensión del municipio.

4.1.1.2 Configuración óptima de los paneles.

El cálculo de la configuración óptima de la disposición de los paneles instalados se realiza considerando numerosos factores que hay que definir previamente. En primer lugar, es necesario conocer la irradiación solar sobre la ciudad que se evalúa y que dependerá de la localización geográfica de la misma. Posteriormente, hay que establecer una superficie modelo en la que realizar la evaluación del algoritmo de optimización. Por otro lado, es necesario identificar la demanda energética eléctrica y térmica para poder realizar un balance energético de producción-consumo.

Por último, se definen las características técnicas y geométrica de los sistemas que se consideran. Para ello, se realiza una evaluación de los sistemas que hay actualmente en el mercado y se escoge uno de cada tipo para aplicarlos al algoritmo.

4.1.1.2.1 Datos de irradiación.

En primer lugar, para obtener los datos de irradiación y energía disponible para realizar el análisis eléctrico, hay que establecer la localización geográfica de la instalación que, en nuestro caso, se sitúa en Sevilla y tiene las siguientes coordenadas: 37.389N, 5.984O. Posteriormente, se definen a establecer todos los valores que requiere la herramienta y seleccionaremos los resultados que deseamos obtener. De acuerdo con la Figura 2, la tecnología seleccionada será silicio cristalino, esto es debido a que los paneles actuales están creados principalmente por silicio policristalino y monocristalino y son los que se utilizarán para el estudio. Se establece la base de datos de radiación por defecto. Las pérdidas estimadas y la potencia FV pico instalada se mantendrán como están. En cuanto a las opciones de montajes se escogerán sistemas de montaje fijo, seleccionando posición libre, activando la opción de optimizar la inclinación y se define en esta ocasión la orientación sur. Con todos los parámetros definidos se ejecuta la aplicación y se obtienen los siguientes resultados tal y como se muestran en la Tabla 1.

Fixed system: inclination=33°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.29	102	4.23	131
Feb	4	112	5.2	145
Mar	4.58	142	6.14	190
Apr	4.62	139	6.3	189
May	4.86	151	6.76	210
Jun	5.08	152	7.19	216
Jul	5.24	162	7.51	233
Aug	5.14	159	7.4	229
Sep	4.62	139	6.48	195
Oct	4.19	130	5.72	177
Nov	3.55	106	4.66	140
Dec	3.12	96.7	4.02	125
Yearly average	kWh	kWh	kWh/m ²	kWh/m ²
	4.36	133	5.97	182
Total for year	1590		2180	

Tabla 1. Estudio solar fotovoltaico

[47].

En dicha tabla se representan los valores de producción de energía eléctrica media diaria y mensual en kWh por el sistema seleccionado (E_d y E_m respectivamente) y la media diaria y media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado en kWh/m² en los módulos de los sistemas (H_d y H_m respectivamente). Estos datos han sido calculados por la aplicación para una potencia nominal de 1kW, suponiendo unas pérdidas estimadas debido a la temperatura y a los niveles bajo de irradiancia del 12.5% utilizando la temperatura ambiente local, unas pérdidas estimadas del 2.6% debido a los efectos de la reflectancia angular, unas pérdidas del 14% respecto a elementos instalados (cables, inversores, etc.) creando unas pérdidas combinadas del sistema del 26.7%.

Como se puede observar en los resultados, la inclinación óptima para la latitud y longitud correspondiente a Sevilla es de 33°, por lo que se fijará este valor para los próximos cálculos.

Conocidos los valores de irradiación y energía producida durante todos los meses, se tienen ya todos los datos necesarios de la aplicación para realizar el cálculo de configuración óptima en función de la generación de energía eléctrica.

Se obtienen ahora los datos requeridos para la evaluación térmica.

De acuerdo con el módulo de radiación diaria de PVGIS Figura 3, se definen los valores necesarios en la aplicación para la obtención de los resultados.

Del mismo modo que en el caso que acabamos de analizar, es necesario establecer la configuración de la ventana de la aplicación de acuerdo con nuestros sistemas y condiciones. Se indica la misma base de datos de radiación y el mes en el que se obtendrán los datos. Se establecerá la inclinación a 33° y la orientación sur y se seleccionan los datos que se necesitan que son la distribución horaria de irradiación global sobre el panel y la distribución horaria de temperatura ambiente.

En la Tabla 2 se muestra un tramo horario de los valores obtenidos para un único mes (enero) de los datos obtenidos mediante la herramienta. Adicionalmente, en el Anexo C vienen recogido los datos de irradiancia global y temperatura para todos los meses del año y para todas las medidas tomadas al día.

Hora	G (W/m ²)	G_d (W/m ²)	G_c (W/m ²)	DNI (W/m ²)	DNI_c (W/m ²)	T_a (°C)
9:22	18	18	10	0	0	7.7
9:37	95	39	125	183	331	7.8
9:52	149	59	201	247	448	8.0
10:07	207	81	284	302	547	8.2
10:22	255	93	357	345	625	8.4
10:37	301	104	428	379	686	8.6
10:52	345	113	495	406	735	8.9
11:07	386	122	559	428	775	9.2
11:22	424	129	619	446	808	9.6
11:37	459	136	676	462	835	9.9
11:52	492	142	727	474	858	10.3
12:07	521	146	775	485	878	10.7
12:22	548	151	817	494	894	11.1
12:37	571	154	855	501	908	11.5

Tabla 2. Estudio de irradiancia y temperatura diaria.

[47].

En dicha tabla están representados los valores de irradiancia global sobre un plano fijo (definido a 33°) en W/m^2 (G), los valores de irradiancia difusa y de irradiancia global con el cielo claro sobre el mismo plano en W/m^2 (G_d y G_c respectivamente). Por otro lado, están representados los datos de irradiancia directa normal e irradiancia directa normal con el cielo claro en W/m^2 (DNI y DNI_c). Por último, aparece el perfil de la temperatura media diurna en °C. Estos datos son calculados con un periodo de 15 minutos, tomando, así, 4 valores cada hora.

Estos son todos los datos requeridos de la herramienta PVGIS y se da por finalizada su utilización en el modelo térmico-fotovoltaico.

4.1.1.2.2 Escenario evaluado en el algoritmo de optimización.

Se definen a continuación las características físicas que definen el entorno en el que se realiza el análisis.

En primer lugar, hay que establecer la vivienda que se va a evaluar. En este estudio se va a considerar una vivienda unifamiliar de 4 personas con una superficie de 10 m de largo por 10 m de ancho (100 m²).

Por otro lado, el algoritmo de optimización precisa la información de los valores de elevación del sol durante ciertos días del año para el polinomio de interpolación y calcular el de todos los días.

A partir de la aplicación online SunCalc se han obtenido los valores de elevación para los días 21 de cada mes cuando la orientación del sol coincide exactamente con el sur. Estos datos vienen definidos en la Tabla 3.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Elevación (deg)	32	42	53	64	72	76	73	64	53	42	33	29

Tabla 3. Elevación solar.

[48].

4.1.1.2.3 Demanda energética del modelo FV-Térmico.

La demanda energética será calculada de acuerdo con las condiciones definidas anteriormente sobre la vivienda considerada para el estudio, una vivienda unifamiliar de 4 personas.

Consumo eléctrico.

Los datos de consumo eléctrico han sido obtenidos del anuario estadístico de la provincia de Sevilla del año 2017 [53]. En el anuario vienen recogidos datos sobre el consumo de energía eléctrica de todos los municipios de la provincia, tanto totales como por sectores y por cada 100 habitantes, del año 2015.

Según esta fuente, el consumo por cada 100 habitantes en la ciudad de Sevilla es de 363 MWh durante el periodo de un año, lo que implica que cada habitante consume una media de 3.63 MWh al año. En la evaluación que se está llevando a cabo se considera una vivienda unifamiliar de 4 personas, por lo que el consumo de energía eléctrica total es de 14.52 MWh.

Consumo térmico.

Para el cálculo de la demanda térmica es necesario establecer la demanda de referencia de agua caliente a 60 °C para una vivienda que es de 28 litros al día por persona, la sección HE4 del Documento Básico HE de Ahorro de Energía [50], y la temperatura media del agua fría sanitaria suministrada.

Esta temperatura viene recogida también en el mismo documento y toma los valores mostrados en la Tabla 4 para cada mes en la provincia de Sevilla.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T _{AFS} (°C)	11	11	13	14	16	19	21	21	20	16	13	11

Tabla 4 Temperatura de suministro del agua sanitaria.

[49].

Por otro lado, para el abastecimiento de agua caliente sanitaria mediante un termo eléctrico se considera un modelo de termo estándar presente en el mercado con capacidad de 150 litros para una familia de cuatro personas con una potencia de 1500W.

4.1.1.2.4 Definición y características de los sistemas de generación energética.

La aplicación del algoritmo precisa de las capacidades técnicas y características físicas de los sistemas utilizados en el proceso de generación energética.

Se establece que los paneles que se utilizan son los siguientes modelos encontrados en el mercado actual de la correspondiente tecnología y cuyas características se han obtenido de los catálogos oficiales distribuidos por las marcas:

- Panel fotovoltaico: SPR-E19-320, SunPower E-Series Residential Solar Panels, con una potencia nominal de 320W, un rendimiento medio del panel de 19.9% y unas medidas de 1558 mm de largo, 1046 mm de ancho y 46 mm de espesor.
- Panel híbrido de generación eléctrica y térmica: Ecomesh híbrido, con una potencia nominal de 240W, un rendimiento eléctrico medio del panel de 14.14%, un rendimiento óptico térmico del 51%, unos coeficientes de pérdidas térmicas a_1 y a_2 de 4.93 W/m²k y 0.021W/m²k² y unas medidas de 1653 mm de largo, 998 mm de ancho y 104 mm de espesor.
- Panel solar térmico: T20MS, Termicol Gama Excel Familia T-MS, con un rendimiento óptico del 81.2%, unos coeficientes de pérdidas térmicas a_1 y a_2 de 3.812 W/m²k y 0.021W/m²k² y unas medidas de 2130 mm de largo, 970 mm de ancho y 83 mm de espesor.

Estos sistemas serán evaluados y sus características implementadas en el código de MATLAB y en las hojas de EXCEL.

Estos son todos los datos necesarios para llevar a cabo la optimización de la configuración de los paneles instalados a través del modelo FV-Térmico que se ha desarrollado.

4.1.1.3 Cálculo de la producción horaria.

Llevar a cabo la realización del balance energético para la ciudad de Sevilla precisa una serie de datos que hay que obtener previamente.

Entre dichos datos se encuentran los valores de irradiación sobre la ciudad de Sevilla para todas las orientaciones estudiada y para todos los meses del año, de modo que se tenga una visión de la producción energética a medida que pasan los días.

Adicionalmente, es necesario saber la cantidad de energía neta que un sistema fotovoltaico como los considerados en nuestro modelo obtiene de la irradiación recibida.

Por último, para realizar la comparación de la producción de energía eléctrica con la demanda, es necesario establecer el consumo eléctrico para el municipio que estamos evaluando.

4.1.1.3.1 Irradiación y energía eléctrica (PVGIS)

Una evaluación exhaustiva como la que se quiere realizar precisa los datos horarios de irradiación recibida

sobre el plano del panel.

En la Tabla 2 se muestran la distribución horaria de irradiancia recibida por un plano inclinado con una inclinación de 33° para un día típico de enero. Sin embargo, en el análisis de la energía disponible en toda la superficie de la ciudad de Sevilla se consideran 4 orientaciones diferentes: sur, norte, este y oeste.

Es necesario obtener la distribución horaria de irradiancia para las cuatro superficies consideradas para un día típico de todos los meses del año.

En la Tabla 5 se muestran los valores de irradiancia para un día típico de enero (lo establecemos el día 15) para las 4 orientaciones evaluadas identificando los valores para la superficie plana con los de la orientación sur, tal y como se ha dicho anteriormente.

Tiempo	<i>Irradiancia global G (W/m²)</i>			
	<i>Sur</i>	<i>Norte</i>	<i>Este</i>	<i>Oeste</i>
9:22	95	30	144	30
9:37	148	41	210	41
9:52	207	51	267	51
10:07	255	60	307	60
10:22	301	68	341	68
10:37	345	76	368	76
10:52	386	82	391	82
11:07	424	88	409	88
11:22	459	93	422	93
11:37	492	98	432	92
11:52	521	101	438	124
12:07	548	105	440	156
12:22	571	107	439	187
12:37	591	110	434	218
12:52	607	111	427	247

Tabla 5. Datos de irradiancia global para un tramo horario de un día típico de enero.

Elaboración propia basada en [47].

Se observa en los datos obtenidos de la aplicación PVGIS como la irradiancia en términos generales es mayor para la orientación sur. Sin embargo, durante los primeros momentos de la mañana se tienen valores superiores para la orientación este. Esto es debido a la salida del sol cuando la elevación del mismo es muy baja.

En el **Anexo C** vienen recogidos los valores para un día típico de todos los meses durante todas las horas de sol.

Para la transformación de los valores de irradiación a valores de energía producida por los sistemas es necesario realizar el cálculo de los coeficientes de transformación. Estos precisan los valores medios de irradiancia y energía producida por kWp para todos los meses del año y para todas las orientaciones analizadas.

En la Tabla 1 se muestran los valores correspondientes a la orientación sur. En la Tabla 6 se muestran los valores de todas las orientaciones.

	Sur		Norte		Este		Oeste	
Mes	E_m	H_m	E_m	H_m	E_m	H_m	E_m	H_m
Jan	102	131	15.5	26.4	58	76.7	58	76.7
Feb	112	145	17.9	32.9	72.5	95	72.5	95
Mar	142	190	57.2	83.8	110	147	110	147
Apr	139	189	91.7	124	121	166	121	166
May	151	210	132	177	145	202	145	202
Jun	152	216	149	204	153	218	153	218
Jul	162	233	149	206	159	229	159	229
Aug	159	229	114	161	143	206	143	206
Sep	139	195	63.7	94	109	153	109	153
Oct	130	177	28.7	50.3	89.3	122	89.3	122
Nov	106	140	12.7	24.4	62.7	84	62.7	84
Dec	96.7	125	13.4	23.8	52.3	69.8	52.3	69.8
Total	1590	2180	845	1210	1280	1770	1280	1770

Tabla 6. Energía por kWp e irradiación mensual para las orientaciones analizadas.

[47].

Donde E_m son los valores de producción de energía eléctrica media mensual en kWh) y H_m media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado en kWh/m² en los módulos de los sistemas instalados.

Por otro lado, para conocer la cantidad de energía producida es necesario conocer la superficie disponible según cada orientación y las características técnicas de los sistemas fotovoltaicos que se utilizan, los valores de superficie ocupada por los mismos y de pérdidas sufridas por efectos de sombra, obtenidos anteriormente en el modelo FV-Térmico desarrollado.

4.1.2 Aguas residuales.

La evaluación del aporte energético producido por las plantas de tratamiento de aguas residuales precisa información diversa acerca de las existentes en el municipio de Sevilla y del volumen de agua que trata.

Por un lado, es necesario establecer las diferentes plantas de tratamiento de aguas residuales instaladas en la ciudad e identificar las tecnologías presentes en las mismas, así como el tamaño total de demanda de pueden abastecer.

Por otro lado, se necesita establecer los municipios a los que abastece las plantas de tratamiento de agua que se encuentran dentro del término municipal, ya que las plantas no solo abastecerán las necesidades de la ciudad, pero su consumo energético si pertenece a esta.

Una vez se conozcan los municipios a los que abastece es necesario establecer el número de habitantes que cuya demanda es cubierta y realizar la transformación a habitantes equivalentes.

Con el número de habitantes equivalentes se calcula la producción de agua residual por los mismos y se establece la demanda total.

Por último, a través de la demanda total y de la tecnología que implementan las plantas de tratamiento de agua

se establece la capacidad de producción energética de las plantas.

4.1.2.1 Plantas de tratamiento de aguas residuales.

En la ciudad de Sevilla, la empresa encargada del tratamiento de aguas residuales es EMASESA (Empresa Metropolitana de Abastecimiento y Saneamiento de Aguas de Sevilla, S.A.) y se obtienen de su página web [54] los datos relacionados con las plantas de tratamiento que tiene.

Esta empresa posee diferentes estaciones depuradoras (EDAR) de las cuales 4 de ellas están dentro del término municipal de la ciudad de Sevilla. Estas estaciones depuradoras son las siguientes:

- **EDAR San Jerónimo:** se construyó en dos fases: una primera en 1984 y una segunda en 1991. Esta estación trata las aguas residuales de la zona norte de Sevilla, las de Isla de la Cartuja y las procedentes de los núcleos poblacionales de La Rinconada, San José de la Rinconada y Alcalá del Río.

Su capacidad de tratamiento es de 90.000 m³/día (35 000 fase I + 55 000 fase II), para una población de diseño de 350.000 habitantes equivalentes. Cuenta con aprovechamiento energético del gas producido con una potencia de cogeneración de 2 x 240 (kWh).

Esta EDAR posee tratamiento secundario biológico (fangos activos) y tratamiento de estabilización de fangos mediante digestión anaerobia y deshidratación.

- **EDAR Copero:** tiene una capacidad actual de tratamiento de 255.000 m³/día y depura las aguas residuales de la cuenca sur de Sevilla, la población de Dos Hermanas y el polígono industrial La Isla. Su capacidad de diseño es para una población total de 950.000 habitantes equivalentes.

Se ha desarrollado en tres fases. La primera de ellas, origen de la EDAR, se puso en servicio en 1987 y consistía en un tratamiento primario con su correspondiente línea de fangos con digestión anaerobia. Fue ampliada con los mismos procesos en 1993 y, finalmente, en el año 2001, se puso en marcha el tratamiento secundario con ampliación de la línea de fangos. Desde 2003 cuenta con aprovechamiento energético del gas producido, con una potencia de cogeneración de 4 x 630 (kWh).

Esta EDAR posee tratamiento secundario biológico (fangos activos) y tratamiento de estabilización de fangos mediante digestión anaerobia y deshidratación.

- **EDAR Ranilla:** Empezó a funcionar, en su primera fase, en 1979 siendo ampliada en 1987 (ambas instalaciones ya demolidas). En ella se depuran las aguas residuales de la zona este de Sevilla y las de Alcalá de Guadaira.

La nueva Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) Ranilla se inauguró en 2009, con capacidad de tratamiento para 90 000 m³/día y población de diseño para 350 000 habitantes-equivalentes. Cuenta con aprovechamiento energético del gas producido con una potencia de cogeneración de 2 x 140 + 1 x 720 (kWh).

Dispone de una Estación Regeneradora de Agua (ERA) de hasta 15 000 m³/día que permite su uso tanto para riego de campos de golf como para recreativos. Así mismo, la instalación de Afino existente trataría, por medio de Ultrafiltración y Ósmosis Inversa, hasta 2 000 m³/día.

Esta EDAR posee tratamiento secundario biológico (fangos activos) y de estabilización de fangos mediante digestión anaerobia y deshidratación. Está dotada de tratamiento terciario para la eliminación de nutrientes, nitrógeno por vía biológica y fósforo por vía biológica y química.

- **EDAR Tablada:** está en funcionamiento desde 1990 y cuenta con una capacidad de tratamiento de 50 000 m³/día. En ella, además de depurarse las aguas residuales de la zona oeste de Sevilla, se tratan las de los municipios de Camas y San Juan de Aznalfarache. La población de diseño es para un total de 200 000 habitantes-equivalentes.

EDAR Tablada cuenta con aprovechamiento energético del gas producido con una potencia de generación de 2×132 (kWh).

Esta EDAR posee tratamiento secundario biológico (fangos activos) y tratamiento de estabilización de fangos mediante digestión anaerobia y deshidratación.

La suma de la capacidad de las 4 plantas de tratamiento de aguas residuales consideradas supone un volumen de $485,000 \text{ m}^3/\text{día}$.

Adicionalmente, tiene una planta de compostaje de lodos cuya principal función es reciclar todos los productos orgánicos que se generan en el proceso de depuración de las aguas residuales.

La Planta de Compostaje proporciona un valor añadido al principal residuo generado por la depuración de aguas residuales, mediante un tratamiento sencillo, económico, ambientalmente correcto y con aporte energético parcial de energía solar.

4.1.2.2 Población abastecida y volumen generado de agua residual por persona.

Definidas las plantas de tratamiento de aguas residuales que se encuentran dentro del término municipal y los municipios a los que ofrece servicios, se calcula el total de habitantes a los que abastece este conjunto de estaciones depuradoras.

El número de habitantes de cada municipio es obtenido a partir del Anuario Estadístico de la provincia de Sevilla del año 2017 [53]. En la Tabla 7 se presentan estos valores.

Municipio	Habitantes
Sevilla	690,566
La Rinconada	38,277
Alcalá del río	11,813
Dos Hermanas	131,855
Alcalá de Guadaira	75,080
Camas	27,258
San Juan	21,556
TOTAL	996,405

Tabla 7. Habitantes abastecidos por las estaciones depuradoras.

Elaboración propia basada en [52].

Sin embargo, cómo se comentó en la descripción del método, es necesario establecer el número de habitantes equivalente para la correcta evaluación de los residuos producidos.

Este número ha sido obtenido a partir de Plan de Acción por el Clima y la Energía Sostenible (PACES) de Sevilla del 2017 [55]. En él se define el factor de conversión de habitantes empadronados a habitante equivalente. Considerando los datos de habitantes equivalentes de Andalucía según el Inventario Nacional de emisiones a la Atmósfera ($13,694,385$ habitantes equivalentes) y la población de Andalucía se ha calculado un factor de $1.68 \text{ hab}_{eq}/\text{hab}$.

Por otro lado, según el Instituto Nacional de Estadística [51], se establece la producción de aguas residuales por persona y día. Según esta fuente se ha obtenido un valor del volumen de aguas residuales depuradas de $0.239 \text{ m}^3/\text{habitante}/\text{día}$ en Andalucía para el año 2012, valor que se considerará para realizar los cálculos.

4.1.2.3 Producción energética.

Por último, es necesario establecer la capacidad de generación energética en función de la tecnología presente en las instalaciones que se están evaluando. Como se ha definido anteriormente, las plantas identificadas poseen todas posee tratamiento secundario biológico (fangos activos) y tratamiento de estabilización de fangos mediante digestión anaerobia y deshidratación.

Bajo estas condiciones de operaciones de tratamiento del agua residual que llega a las estaciones, se identifican dos opciones de generación para las estaciones depuradoras que se evalúan y para la planta de compostaje de lodos.

Se establece la generación energética mediante cogeneración con biogás producido por la digestión anaeróbica en las estaciones depuradoras y la producción de energía mediante la combustión de biosólidos en la planta de compostaje de lodos.

4.1.2.3.1 Producción de energía eléctrica mediante generación de biogás (digestión anaeróbica).

Según [28] se establece la fórmula utilizada para el cálculo de la energía producida. Dicha publicación ofrece unos valores para los coeficientes presentes en las formula definida.

Para el caso de producción mediante biogás se utiliza que el factor energético de este componente toma un valor de 0.139 kWh/m³.

Este valor permite calcula la producción energética de las estaciones depuradoras en función del volumen de agua tratado.

4.1.2.3.2 Producción de energía eléctrica mediante la combustión de biosólidos.

Del mismo modo que para el sistema de producción de energía eléctrica mediante biogás, la publicación [28]define tanto la fórmula que se utiliza para el cálculo cómo los valores de los coeficientes que se utilizan en la misma.

De esta manera, en la tabla 7 se define el valor que toman los mismos:

Factor	Término en la ecuación	Valor	Unidades
Contenido de sólido seco en el agua residual	C _s	0.180-0.269	Kg/m ³
Poder calorífico de los biosólidos	HV	14,000	kJ/kg
Ratio Energía eléctrica/Energía térmica (combustión)	HR	10,550	kJ/kWh

Tabla 8. Coeficientes de producción energética para la combustión de biosólidos.

[28].

Cabe destacar que en el valor del contenido de sólido seco presente en el agua residual se tienen dos valores diferente. Debido a que la fuente no especifica el uso de uno u otro se va a considerar como valor final la media aritmética entre ambos de modo que se tiene que el contenido de sólido seco en el agua es de 0.2245 kg/m³.

Estos valores son los que se utilizarán para el cálculo de energía potencial disponible por la combustión de los biosólidos producidos por el tratamiento.

Con esto se tienen todos los datos necesarios para realizar el cálculo de la energía eléctrica disponible en las instalaciones de tratamiento de aguas residuales presentes en la ciudad de Sevilla.

4.2. Estimación de la demanda.

Para realizar el balance energético del modelo, es necesario calcular tanto el consumo de energía eléctrica durante cada hora para todos los días del año como la demanda de agua caliente sanitaria que hay que satisfacer, de manera que se pueda comparar con la producción de energía mediante los sistemas solares que se instalan en la superficie disponible.

4.2.1 Consumo eléctrico.

Los datos del consumo total de energía eléctrica en la ciudad de Sevilla para poder aplicarlo a la distribución horaria del consumo eléctrico proporcionada por la curva de demanda que proporciona Red Eléctrica de España S.A.

Se utiliza como energía total consumida por toda la ciudad el valor indicado en [55] para el año 2017, que ha sido facilitado por la Agencia de la Energía y para la Sostenibilidad del Ayuntamiento de Sevilla. El valor del consumo total de energía eléctrica que se utiliza es de 2,540,292 MWh al año para un censo de 690,566 habitantes.

La curva de demanda ofrece información acerca del consumo eléctrico en el país de España durante todas las horas del día incluyendo todos y cada uno de los días del año desde el 1 de agosto de 2016 hasta el 31 de julio de 2017. En nuestro caso de estudio, se normalizan los valores de energía consumida cada hora en España en función del consumo total del país y se multiplica por el valor total de la energía consumida en la ciudad de Sevilla.

En la Figura 13 se muestran los valores de energía eléctrica consumida en Sevilla durante todos los días del año.

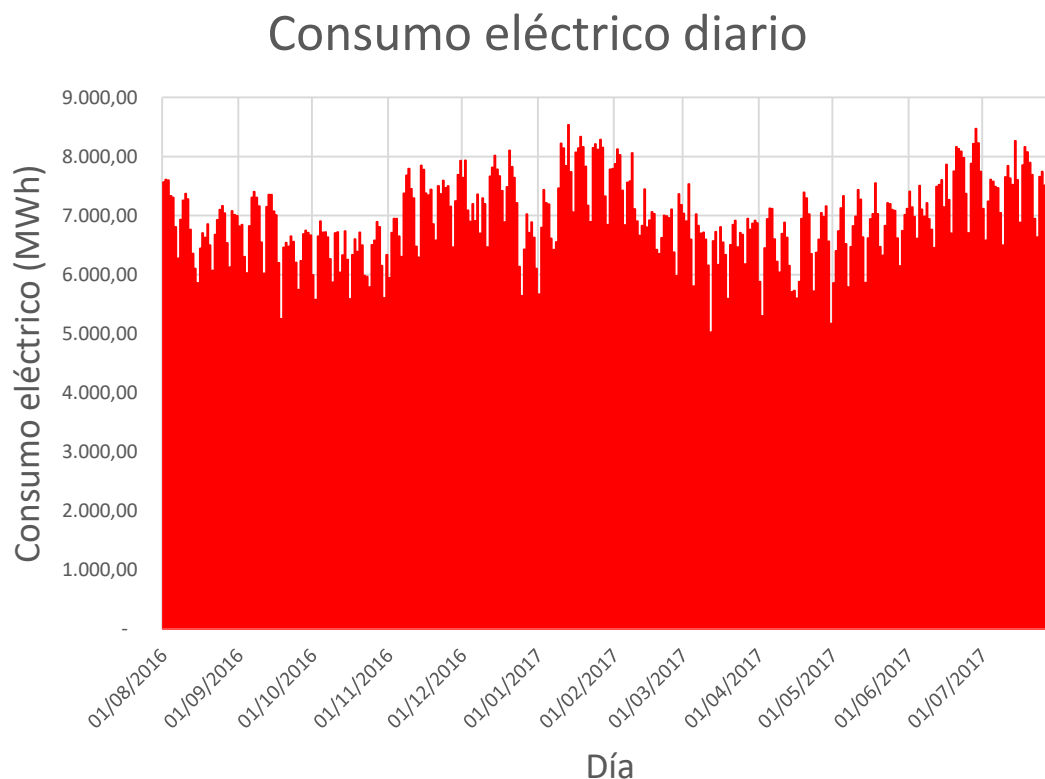


Figura 13. Consumo eléctrico diario.

Elaboración propia basada en Red Eléctrica de España S.A.

En la gráfica se puede observar cómo se tiene un consumo relativamente uniforme a lo largo del año. Se puede apreciar que en los meses de verano y de invierno el consumo es ligeramente superior a los meses de primavera y otoño, esto es debido principalmente a las temperaturas y las necesidades de aclimatación de los edificios. También se aprecia como existen algunos días en los que el consumo es menor; esto es debido a que son fechas especiales en las que la gente viaja, está fuera de casa o se reúne con otras familias, de modo que el consumo disminuye en esos días concretos.

4.2.2 Consumo térmico.

Los datos necesarios para calcular el consumo de energía térmica necesario para abastecer la demanda de agua caliente sanitaria han sido definidos anteriormente a la hora de establecer los datos en el modelo FV-Térmico.

Además de los datos definidos anteriormente para calcular los valores correspondientes a los habitantes considerados en el edificio modelo, es necesario conocer la demanda total de energía térmica para todos los habitantes de la ciudad. Con este fin se establece la cantidad de habitantes de la ciudad de Sevilla que suponen una cantidad de 690.550 habitante, tal y como se había definido en la Tabla 7.

Esta demanda es calculada tanto para el caso de utilizar paneles solares térmicos como para el caso de utilizar paneles solares fotovoltaicos y un termo eléctrico.

4.3. Análisis de equilibrio.

En el análisis de equilibrio se realiza tanto el balance energético como el dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

La comparación entre demanda y producción que se realiza en el balance energético no precisa de información adicional a la ya indicada o a aquella que es necesaria calcular aplicando los procedimientos desarrollados en la descripción del método. Sin embargo, el dimensionamiento del sistema de almacenamiento precisa de la selección de una tecnología determinada que se ajuste a las necesidades del modelo, adicionalmente, son necesarias ciertas características técnicas que definirán el sistema.

4.3.1 Almacenamiento energético.

En primer lugar, es necesario establecer el tipo de tecnología que se utilizará en el modelo de ciudad que se está desarrollando y, posteriormente, se definirán las características técnicas necesarias para realizar el dimensionamiento del sistema.

De entre las principales tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica definidas en la sección 3.3.2.1, se establece que el sistema más adecuado para un modelo de ciudad autoabastecida es el almacenamiento electroquímico en baterías secundarias.

Este tipo de tecnología está considerada como fundamental para la realización de la movilidad eléctrica y el almacenamiento a gran escala en el sector electrónico de potencia, asociadas al enorme crecimiento de la electrónica de consumo móvil.

Dentro de las baterías secundarias se pueden establecer cuatro tipos diferentes que representan la gran mayoría de las baterías comercializadas y que son las que se tienen en consideración en este estudio. Entre ellas se encuentran las baterías de plomo-ácido, alcalinas, de sales fundidas y de litio-ion. A continuación, se hace una breve descripción de estas de acuerdo con [6] y se realiza una comparación entre las mismas.

- **Baterías de plomo-ácido:** representan la tecnología más madura de las actuales en el mercado. La densidad energética y la ciclabilidad son de las más bajas en comparación con el resto de baterías. Por otra parte, la elevada madurez, bajo mantenimiento y bajo coste son tres de sus principales ventajas. Sin embargo, la aplicabilidad de estas baterías se extiende a aplicaciones tales como la automoción, sistemas de alimentación ininterrumpida o diversos accionamientos industriales.
- **Baterías alcalinas:** en términos generales, las baterías alcalinas ofrecen una tensión de celda baja, densidad de energía y rango de temperaturas de mayor operación elevado. Entre las mayores limitaciones de esta tecnología destaca la baja ciclabilidad lo que las define como no aptas para nuestro modelo. Además, en estados de sobrecarga o excesiva descarga, la temperatura y presión de celda puede aumentar considerablemente, resultando en una pérdida sensible y permanente de la capacidad y la vida útil. La aplicación de estas baterías se extiende a diversos ámbitos estacionarios como arranque de máquinas, iluminación de emergencia, instrumentación, control, etc.
- **Baterías de sales fundidas:** La principal característica de este tipo de baterías es que los electrodos se encuentran en estado líquido. Estas baterías presentan una alta energía específica, así como una destacable ciclabilidad y eficiencia. Por otro lado, la temperatura ambiente externa no tiene un impacto importante en las prestaciones y eficiencia de las celdas y, además, cabe destacar una despreciable autodescarga de la que se deriva una eficiencia de carga del 100% y su capacidad de soportar sobrecargas. Sin embargo, para alcanzar las elevadas temperaturas de operación se requieren procesos de precalentamiento largos, de hasta 24 horas, por ello, se opta por mantenerlas precalentadas si se requieren procesos de carga o descarga frecuentes pudiendo suponer la energía necesaria para conservar dicha temperatura del orden del 15% de la energía almacenada por la misma. Debido a esta característica no se considera para nuestro modelo. Las principales aplicaciones se relacionan con sistemas de alimentación ininterrumpida, telecomunicaciones, sector terciario, etc.
- **Baterías litio-ion:** La estrecha relación del litio con el ámbito del almacenamiento se justifica entre otras razones por la elevada energía y potencia específicas, la gran ciclabilidad y la baja auto descarga. Sin embargo, la principal barrera que debe afrontar es su elevado coste por lo que está actualmente en una etapa de continua mejora e investigación. Este tipo de batería es buen candidato para aplicaciones estacionarias a gran escala y para aplicaciones relacionada con el ámbito de movilidad. Serán estas las que se utilicen en nuestro modelo ya que posee las mejores prestaciones para satisfacer nuestros objetivos.

En la Figura 10 obtenida de [36] se muestra una tabla con las principales características de los tipos de baterías considerados.

Características principales de diversas tecnologías de celdas electroquímicas. Elaboración propia en base a datos de varios fabricantes (Exide Technologies, 2015), (Power Sonic - NiMH, 2015), (Nexxon, 2015), (Targray, 2015), (EnerDel, 2015), (A123, 2015).									
Tipo	Subtipo	Tensión op. (V)	Tensión nominal (V)	Temp. operación ¹ (°C)	Ciclabilidad ²	Energía esp. teórica y real ³ (Wh/kg)	Auto descarga mensual ⁴	Eficiencia energética (dc-dc)	Máximo ratio de descarga
Plomo ácido (LA)	LA (regulada por válvula)	1,75-2,27	2,00	(-40;50) ⁵ (25)	1200 (80% DoD; C/8)	170 (24)	2-4%	70-80%	1C cont.
	LA (inundada)	1,75-2,23	2,00	(16;32) (25)	1800 (80% DoD; C/8)	170 (19)	5%	70-80%	1C cont.
Alcalinas	NiCd	0,90-1,50	1,30	(-20;60) (20)	800 (80% DoD; C/8)	213 (47 ⁶)	10%	60-80%	1C cont.
	NiMH	0,90-1,50	1,30	(0;40) (20)	800 (80% DoD; C/8)	240 (65 ⁹)	100%	60-80%	10C cont.
Sales fundidas	NaS	2,31-1,63	2,10	(300;350) (300)	4500 (80% DoD; 1C)	783 (122 ¹⁰)	= 0%	89%	1C cont. / 5C pico (30s).
	Na/NiCl ₂	3,10-1,72	2,58	(270;350) (300)	3000 (80% DoD; 1C)	790 (91, 115 ¹¹)	= 0%	85%	1C cont. / 5C pico.
Litio-ión	C/LiCoO ₂	4,20-3,00	3,60	(-20;55) (25)	3000 (80% DoD; 1C)	709 (133 ¹²)	<5%	>92%	1C cont.
	C/LiNiCoMnO ₂	4,10-3,00	3,70	(-20;55) (25)	2500 (100% DoD; C/2)	837 (130, 132, 147) ¹³	<5%	>92%	5C cont. / 30C pulso.
	C/LiFePO ₄	3,60-2,50	3,30	(-30;55) (25)	>3000 (100% DoD; 1C)	479 (131) ¹⁴	<3%	>92%	35C cont. / 125C pulso.
	C/LiMn ₂ O ₄	4,20-3,00	3,70	(-20;55) (25)	>2000 (100% DoD; 1C)	625	<5%	>92%	10C cont. / 40C pulso.

Figura 14. Características principales de las principales baterías secundarias.

[36].

Donde se representa la tensión de operación, tensión nominal, temperatura de operación nominal recomendada (1), ciclabilidad representando el número de cargas y descargas que se puede realizar al dispositivo en su vida útil (2), energía específica teórica de una celda definida como el cociente entre la energía libre de Gibbs liberada en las reacciones químicas y el peso molecular de los reactantes y la energía específica real (3), la auto descarga mensual respecto a la capacidad máxima y a la temperatura de operación nominal (4), la eficiencia energética y el máximo ratio de descarga.

Estos ejemplos han sido obtenidos del mercado actual, los modelos y marcas de los dispositivos vienen descritos en la referencia.

A la vista de la tabla, la tecnología que presenta una mejor eficiencia energética son las baterías litio-ion que son las seleccionadas para el modelo desarrollado. Debido a que la eficiencia indicada en la tabla para esta tecnología es de $>92\%$ se va a establecer que las pérdidas de carga y descarga se establecen en un 5% del total de la capacidad de la misma. Dato principal que se utilizará en el dimensionamiento del sistema.

Con esto se da por concluido la obtención de datos necesarios para la definición del sistema de almacenamiento.

Se da por concluida la obtención de datos para el desarrollo y cálculo del modelo de ciudad autoabastecida energéticamente aplicado a la ciudad de Sevilla.

5 RESULTADOS

La aplicación de los datos a la metodología seguida en para el estudio que se está realizando proporciona los resultados que se presentan a continuación para la evaluación de la ciudad de Sevilla y la aplicación del modelo de ciudad autoabastecida que se ha desarrollado.

5.1. Potencial energético

5.1.1 Potencial fotovoltaico.

Los resultados correspondientes al estudio del potencial fotovoltaico son los siguientes:

5.1.1.1 Análisis de la superficie disponible.

Se muestran a continuación los valores obtenidos en el análisis de la superficie disponible para la instalación de paneles solares.

5.1.1.1.1 Superficie total

En primer lugar, se realiza el cálculo de la escala $\text{m}^2/\text{píxel}$ para poder establecer la superficie disponible en función de los píxeles seleccionados.

Para ello, se han utilizado 3 zonas diferentes extraídas del visor. Se ha utilizado la superficie comprendida dentro de la ventana del mismo a pantalla completa cómo se muestra en la Figura 1, la superficie correspondiente a la venta del visor con el panel de control desplegado siendo la extensión menor al caso anterior y la superficie correspondiente a la zona mostrada mediante dos desplazamientos verticales del mismo mediante la herramienta de navegación que tiene. Los valores obtenidos en cada caso se representan en la Tabla 9.

Superficie	Píxeles	$\text{m}^2/\text{píxel}$
6010754	1674768	3.589
5461522	1521144	3.590
9646774	2668690	3.615
	Media	3.598~3.6

Tabla 9. Escala $\text{m}^2/\text{píxel}$.

Elaboración propia.

Se obtiene así que la escala que es de $3.6 \text{ m}^2/\text{píxel}$ para el cálculo de superficie. Sin embargo, antes de pasar al cálculo de cada tipo de zona se realiza una comprobación adicional para considerar que los cálculos que se van a realizar son congruentes con los números reales. Para ello, se cuantifica la superficie de un edificio aleatorio mediante el mismo método y se comparará con la medida real que se obtiene mediante Google Earth y su herramienta de medición. De este modo, el edificio escogido mide un total de 2060 m^2 mediante la herramienta utilizada en Google Earth y un total de 567 píxeles mediante la aplicación de edición de fotos que supone una superficie de 2041.2 m^2 . Con esto se obtiene que el error que se produce en el cálculo es de menos del 1%. Realizando la misma operación con otro edificio se obtiene que para una medida de 2470 m^2 se tienen 697 píxeles que suponen 2059.2 m^2 , obteniéndose un error del 1,6%, lo cual se considera una buena aproximación en ambos casos.

Se presentan a continuación los resultados del cálculo de la superficie total existente para cada tipo de zona.

Edificios residenciales/comerciales/públicos con techo plano (Tipo 1):

En la Figura 15 se representan en blanco sobre un fondo negro todos los edificios pertenecientes a este grupo tras la eliminación del mapa de toda la superficie restante.

El total de píxeles que engloba toda el área correspondiente a estos edificios es de 2,888,256 que suponen una superficie total de 10,397,721.60 m² (10.398 km²) tras aplicar la escala.

Edificios residenciales/comerciales/públicos con techo inclinado (Tipo 2):

Del mismo modo que para el caso anterior, en la Figura 16 se representan en blanco sobre un fondo negro todos los edificios pertenecientes al tipo 2 tras la eliminación del mapa de toda la superficie restante.

El total de píxeles que engloba toda el área correspondiente a estos edificios es de 369,947 lo que supone una superficie total de 1,331,809.20 m² (1.332 km²).



Figura 15. Edificios residenciales de techo plano
Elaboración propia.



Figura 16. Edificios residenciales de techo inclinado
Elaboración propia.

Zona industrial (Tipo 3):

En este caso, se representa en la Figura 17 en las dos tonalidades de morado (correspondientes a edificios y zona no construida) sobre fondo la superficie correspondiente al tipo 3. Se han eliminado el resto de zonas.

El total de píxeles que se tiene para la zona industrial no construida es de 1,160,084 que suponen una superficie de 4,176,302.40 m² (4.176 km²) y para el área ocupada por los techos se tiene un total de 926,688 píxeles que suponen una superficie de 3,336,076 m² (3.336 km²). La superficie en bruto total de la zona industrial de Sevilla suma un total 7,512,379.20 m² (7.512 km²). Como se ha dicho anteriormente se ha excluido la zona aeroportuaria debido a las servidumbres aeronáuticas que gobiernan la instalación de sistemas en dicha zona y la zona no construida perteneciente al puerto debido a las actividades que en él se realizan.

Zonas verdes (Tipo 4):

En la Figura 18 se representan en blanco sobre un fondo negro toda la superficie correspondiente a las zonas verdes tras la eliminación del mapa de las demás zonas restantes.

El total de píxeles que engloba toda el área correspondiente a las zonas verdes es de 2,863,939 que suponen un total de 10,310,180.40 m² (10.310 km²).



Figura 17. Superficie de la zona industrial
Elaboración propia.



Figura 18. Superficie de zonas verdes.
Elaboración propia

Zona rural (Tipo 5):

Por último, para el estudio de las zonas rurales adyacentes a la ciudad es necesario realizar una selección de las zonas que se evaluarán. Esto es debido a que el color utilizado para definir esta zona en el mapa se trata del color beige y se emplea tanto para la superficie rural como para otros terrenos no construidos o utilizados para otro fin. De este modo, se eliminará del mapa toda la zona incluida entre la edificada para evitar así que, en la superficie calculada, se introduzca la correspondiente a, por ejemplo, aparcamientos al aire libre, la feria, patios de colegios, instalaciones deportivas descubiertas, plazas, etc. Por otro lado, se excluyen en la selección caminos y edificaciones que existan en esta área que ya han sido incluidas en los diferentes apartados anteriores. Se representa en la Figura 19 la superficie correspondiente a las zonas rurales consideradas.

Con estas consideraciones se obtiene que el terreno estudiado está representado por un total de 13,574,998.00 píxeles que suponen una superficie total de 48,869,992.80 m² (48.870 km²).

Al igual que en los casos anteriores, se ha eliminado la zona no evaluada y los píxeles no seleccionados de estas zonas y se ha creado una imagen en blanco y negro que incluye toda la superficie considerada.



Figura 19. Superficie de la zona rural.
Elaboración propia.

Se presenta en la Tabla 10, a modo de resumen, el número de píxeles identificados y la superficie correspondiente a cada tipo de techo, mostrando también la superficie total en bruto disponible:

Tipo de Techo	Píxeles	m ²
Viviendas techo plano (Tipo 1)	2,888,256.00	10,397,721.60
Vivienda techo inclinado (Tipo 2)	369,947.00	1,331,809.20
Zona industrial (edificios) (Tipo 3)	926,688.00	3,336,076,.80
Zona industrial (terreno no construido) (Tipo 3)	1,160,084.00	4,176,302.40
Zonas verdes (Tipo 4)	2,863,939.00	10,310,180.40
Zona rural (Tipo 5)	13,574,998.00	48,869,992.80
Total	21,783,912.00	78,422,083.20

Tabla 10. Superficie disponible.

Elaboración propia.

Como se puede ver en la tabla, se ha calculado que la superficie bruta disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos es del 55.7% de la superficie total del municipio de la ciudad de Sevilla. Sin embargo, la instalación del sistema de generación de energía se realizará prioritariamente en la superficie del Tipo 1, Tipo 2 y Tipo 3 (edificios) correspondiente al área disponible en los techos de los edificios evaluados en la ciudad.

Se calcula a continuación el área disponible real y la orientación e inclinación de dichas superficies.

5.1.1.1.2 Superficie disponible (factores de corrección y orientaciones).

La aplicación del procedimiento a las muestras seleccionadas produce los siguientes resultados para los tres tipos de zona evaluados.

Tipo 1.

Llevando a cabo la diferenciación mediante otro color de la zona disponible se muestra en las figuras 20 y 21 dos ejemplos de la definición de la zona apta para su utilización.



Figura 20. Factor de disponibilidad (Muestra 1).

Elaboración propia.



Figura 21. Factor de disponibilidad (Muestra 2).

Elaboración propia.

En las imágenes se observa cómo en la selección de zonas disponibles se han respetado salidas a azoteas, zonas cubiertas por sombras debido a la altura de los edificios adyacentes o a construcciones de áticos, escaleras o ascensores, zonas estructurales no aptas para la instalación de paneles solares, elementos inamovibles, etc.

En la Tabla 11 se recogen los valores para cada zona analizada y el valor medio final que se utiliza para establecer la superficie que se puede utilizar para la instalación de paneles solares.

Muestra	Superficie Cartografía (px)	Superficie Aprovechable (px)	%
1	128896	80780	62.671
2	84596	50393	59.569
3	134389	89884	66.883
4	106346	56944	53.546
5	74481	62016	83.264
6	145620	98376	67.557
7	303304	179178	59.075
8	203835	184354	90.443
Media			67.876 ~ 68

Tabla 11. Factor de disponibilidad.

Elaboración propia.

Se tiene que el factor de disponibilidad que se utiliza para calcular la superficie habilitada para la instalación de sistemas solares a partir del área bruta calculada para el Tipo 1 es del 68%. Esto implica que la superficie total que se puede utilizar es de 7,070,450.69 m² (7.070 km²).

Tipo 2.

Llevando a cabo la diferenciación mediante los colores establecidos para las orientaciones norte, sur, este y oeste y para superficie sin inclinación, color rojo, verde, naranja, amarillo y celeste respectivamente, se muestra en las figuras 22 y 23 dos ejemplos de la definición de esta clasificación.

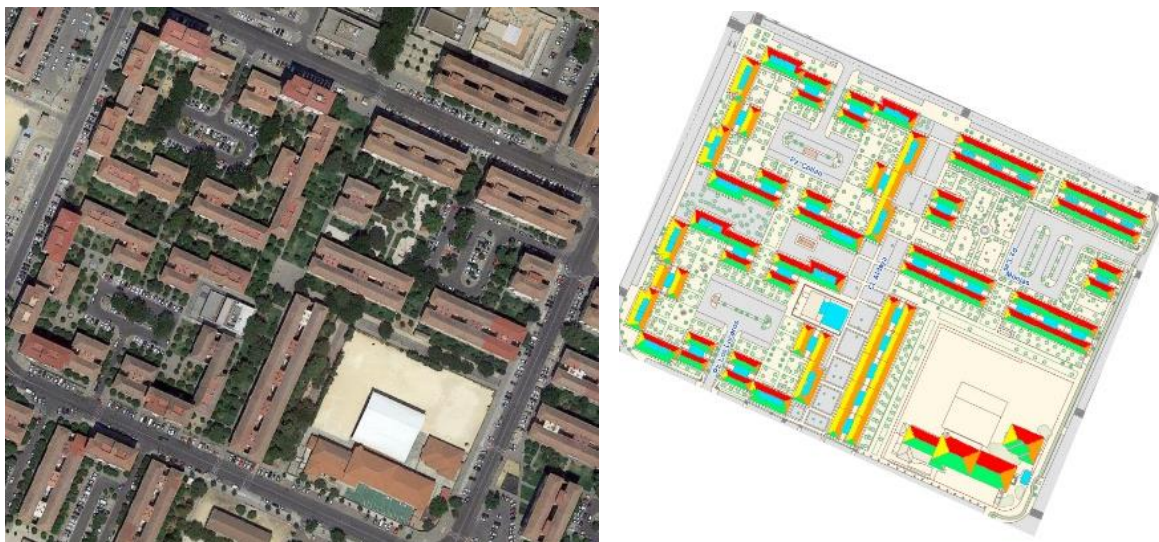


Figura 22. Orientaciones Tipo 2 (Muestra 1).

Elaboración propia.

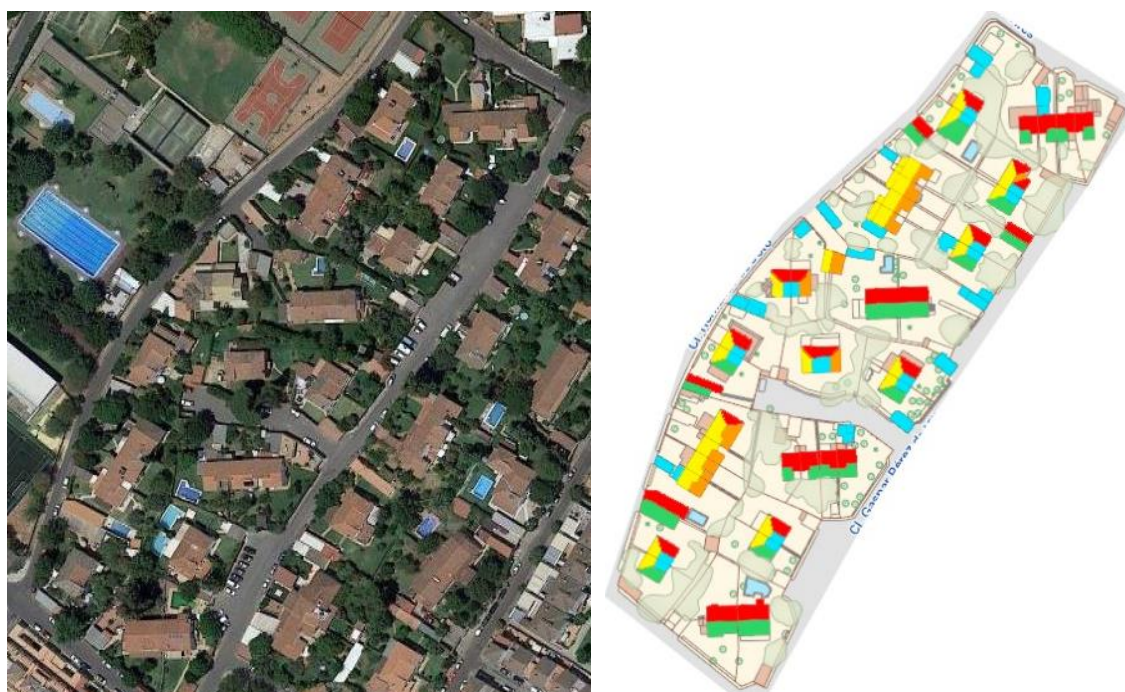


Figura 23. Orientaciones Tipo 2 (muestra 2).

Elaboración propia.

Se observa la consideración de zonas no aptas para la instalación de paneles en las que se ha mantenido el color original del mapa.

En la Tabla 12 y en la Tabla 13 se recogen los valores para cada zona analizada y el valor medio final para cada variable representando los valores es cantidad de pixeles seleccionados y en porcentajes respectivamente.

Muestra	Sur (px)	Norte (px)	Este (px)	Oeste (px)	Plana (px)	No utilizado (px)
1	18566	9702	8215	9408	9731	7375
2	10841	11807	11921	11860	6237	7386
3	14696	15541	13703	12519	10677	10276
4	17624	19937	17137	17871	4206	5547
5	18857	19446	14231	14244	5072	5138
6	4508	4942	1661	3699	4134	2038
7	18786	19749	11323	11173	11625	1399

Tabla 12. Orientaciones Tipo 2 (Superficie)

Elaboración propia.

Muestra	Sur %	Norte %	Este %	Oeste %	Plana %	No utilizado %	Total %
1	29.471	15.401	14.934	13.040	15.447	11.707	100
2	18.053	19.661	19.750	19.851	10.386	12.299	100
3	18.984	20.076	16.172	17.701	13.792	13.274	100
4	21.409	24.218	21.709	20.817	5.109	6.738	100
5	24.493	25.258	18.502	18.485	6.588	6.674	100
6	21.485	23.554	17.629	7.916	19.703	9.713	100
7	25.368	26.668	15.087	15.290	15.698	1.889	100
Media	22.752	22.119	17.683	16.157	12.389	8.899	100
Media Final	23.000	22.000	18.000	16.000	12.000	9.000	100

Tabla 13. Orientaciones Tipo 2 (Porcentaje)

Elaboración propia.

Calculados los porcentajes correspondientes a cada orientación, a superficie sin inclinación y a la superficie no utilizada, se muestran en la Tabla 14 los valores de superficie total disponible en los edificios Tipo 2.

	Sur	Norte	Este	Oeste	Plana	No utilizado	Total
Superficie	306,316.1	292,998.0	239,725.7	213,089.5	159,817.1	119,862.8	1,331,809.2

Tabla 14. Superficie Tipo 2.

Elaboración propia.

Tipo 2.

Del mismo modo que en el caso anterior, se muestra en las figuras 12 y 13 dos ejemplos de la definición de esta clasificación para la zona industrial.

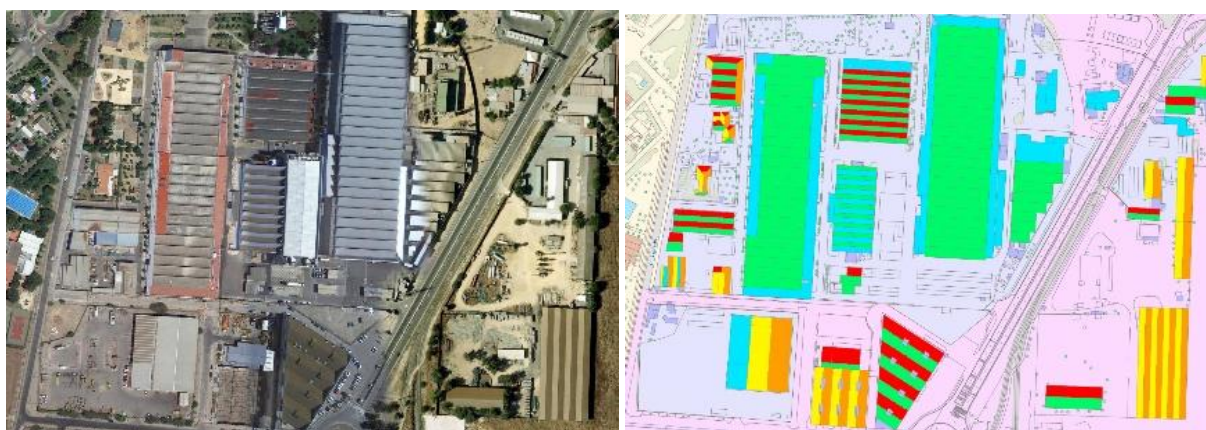


Figura 24. Orientaciones Tipo 3 (muestra 1).

Elaboración propia.

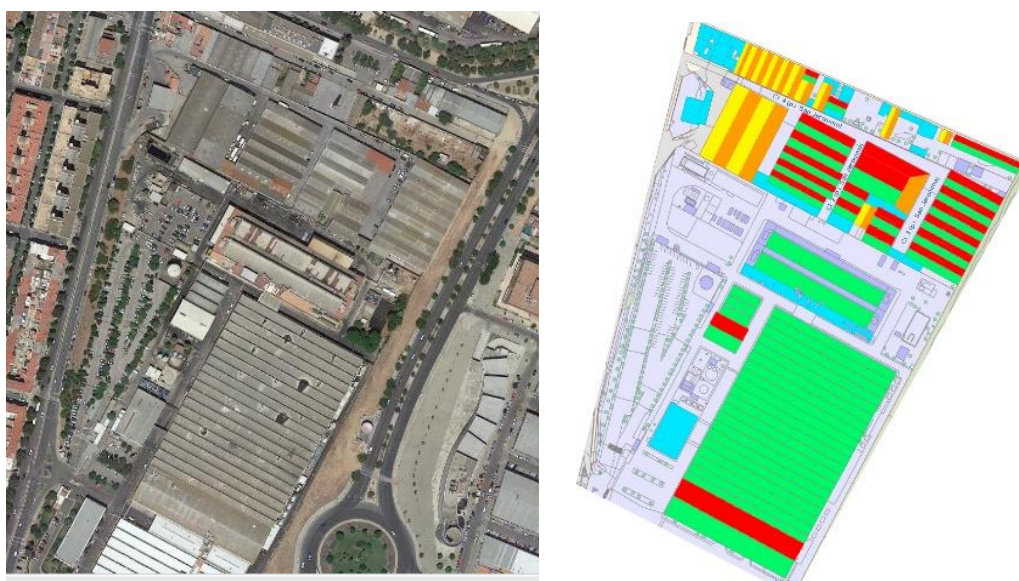


Figura 25. Orientaciones Tipo 3 (muestra 2).

Elaboración propia.

Al igual que en el caso anterior, se mantiene en el color original aquellas zonas no aptas para la instalación de paneles solares.

En la Tabla 15 y en la Tabla 16 se recogen los valores para cada zona analizada y el valor medio final para cada variable medida representando los resultados en píxeles y en porcentajes respectivamente.

Muestra	Sur (px)	Norte (px)	Este (px)	Oeste (px)	Plana (px)	No utilizado (px)
1	155306	32567	32787	31677	68199	12659
2	98268	28104	11441	10045	17936	8172
3	157260	63981	0	0	41751	934
4	53785	18209	37885	36436	22693	1131
5	38291	19866	27469	26389	9381	172
6	38213	611	30918	32324	20024	2016

Tabla 15. Orientaciones Tipo 3 (Superficies).

Elaboración propia.

Muestra	Sur %	Norte %	Este %	Oeste %	Plana %	No utilizado %	Total %
1	46.611	9.774	9.507	9.840	20.468	3.799	100
2	56.487	16.155	5.774	6.577	10.310	4.697	100
3	59.585	24.242	0.000	0.000	15.819	0.354	100
4	31.612	10.702	21.415	22.267	13.338	0.665	100
5	31.498	16.341	21.707	22.596	7.717	0.141	100
6	30.791	0.492	26.045	24.913	16.135	1.624	100
Media	42.764	12.951	14.075	14.365	13.964	1.880	100
Media Final	43	13	14	14	14	2	100

Tabla 16. Orientaciones Tipo 3 (Porcentajes)

Elaboración propia.

Calculados los porcentajes correspondientes a cada orientación, a superficie sin inclinación y a la superficie no utilizada, se muestran en la Tabla 17 los valores de superficie total disponible en los edificios Tipo 3.

	Sur	Norte	Este	Oeste	Plana	No utilizado	Total
Superficie	1,434,513.0	433,690.0	467,050.8	467,050.8	467,050.8	66,721.5	3,336,076.8

Tabla 17. Superficie Tipo 3.

Elaboración propia.

Se tienen así todos los factores de corrección y los porcentajes de orientación para la superficie considerada en el estudio.

5.1.1.1.3 Superficie final.

Se presenta en la tabla 19, como conclusión, los resultados finales aplicando los factores de corrección y la orientación a la superficie considerada.

Zona	Factor	Plana (m ²)	Sur (m ²)	Norte (m ²)	Este (m ²)	Oeste (m ²)	Total (m ²)
Tipo 1	0.68	7,070,451	-	-	-	-	7,070,451
Tipo 2	0.91	159,817	306,316	292,998	239,726	213,089	1,211,946
Tipo 3	0.98	467,051	1,434,513	433,690	467,051	467,051	3,269,355
	Total	7,697,319	1,740,829	726,688	706,777	680,140	11,551,752

Tabla 18. Superficie disponible.

Elaboración propia

Se dan por concluido los cálculos correspondientes a la evaluación de superficie disponible para la instalación de paneles solares.

5.1.1.2 Configuración óptima de los paneles.

El análisis de optimización de la configuración proporciona los siguientes datos de utilidad para el análisis general de la producción energética en la ciudad de Sevilla.

5.1.1.2.1 Cálculos previos.

El cálculo de la configuración óptima precisa la realización de cálculos previos que establezcan los valores de ciertas variables. Estos resultados se presentan a continuación.

Elevación solar.

A partir de los datos de elevación para el día 21 de cada mes y aplicando la interpolación polinómica con MATLAB se obtiene la distribución anual de esta variable representada en la Figura 26.

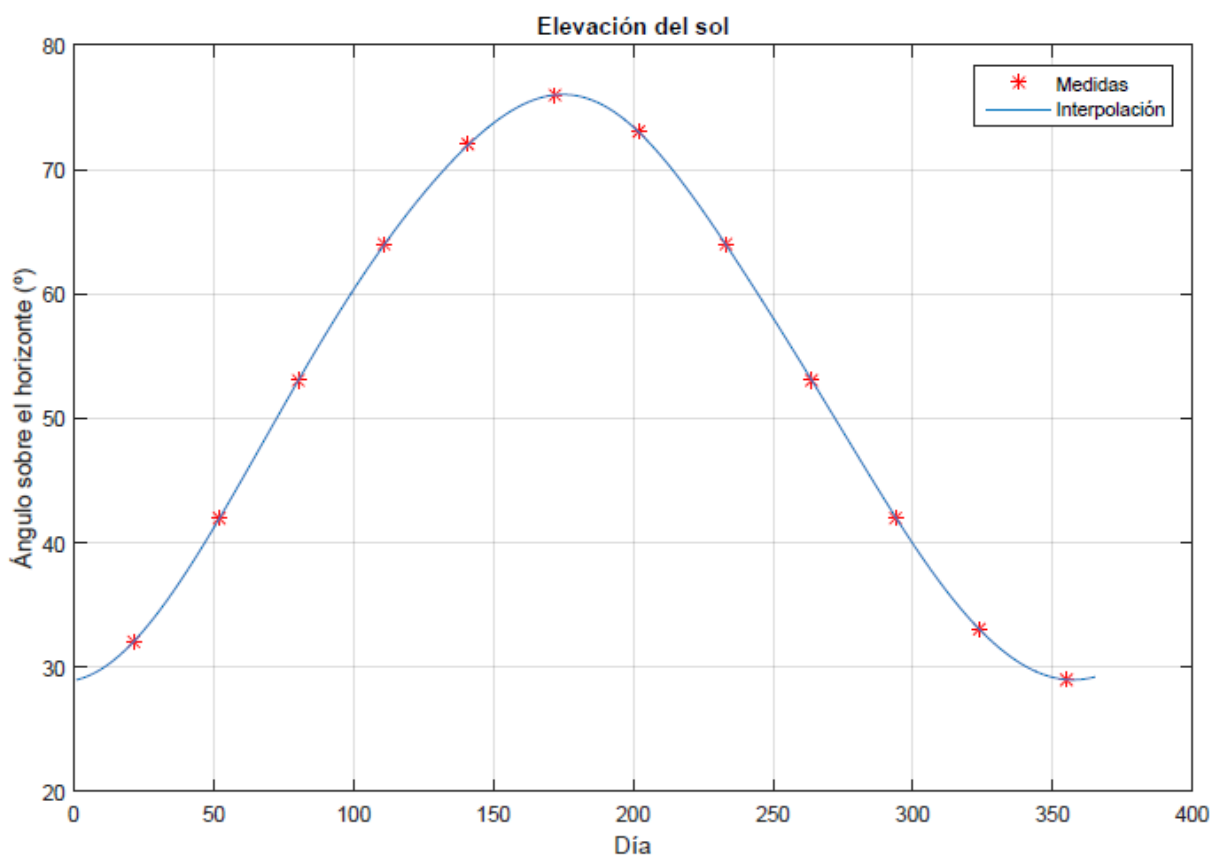


Figura 26. Ángulo de elevación solar para los días del año.

Elaboración propia.

Se puede comprobar cómo se ajustan los valores calculados mediante la interpolación con los valores obtenidos manualmente de la aplicación.

Demanda de energía térmica.

A partir de los datos de demanda de referencia de agua caliente a 60 °C para una vivienda es de 28 litros al día por persona y de la distribución de la temperatura media de agua fría sanitaria suministrada al mes para todos los meses del año en la ciudad de Sevilla, se calcula a partir de la formula descrita en la metodología la demanda de energía necesaria para abastecer dicha demanda.

En la Tabla 19 se muestran los valores de energía necesaria para un día típico de cada mes y los valores de energía mensual.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
D _{ACS} diario (kWh)	6.683	6.683	6.290	6.093	5.700	5.110	
D _{ACS} mensual (kWh)	207.161	187.113	194.975	182.789	176.696	153.307	
Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
D _{ACS} diario (kWh)	4.717	4.717	4.914	5.700	6.290	6.683	Total
D _{ACS} mensual (kWh)	146.231	146.231	147.410	176.696	188.685	207.161	2114.453

Tabla 19. Consumo energético de agua caliente sanitaria para familia de 4 personas.

Elaboración propia.

Se puede ver en la tabla de resultados cómo la demanda de agua caliente en los meses de verano es inferior a la de los meses de invierno. Eso es debido a la temperatura de suministro del agua fría que en verano es superior. Con esto, la demanda total suma 2114.5 kWh al año con una media diaria de 5.8 kWh.

Por otro lado, se estima la energía eléctrica requerida para el calentamiento del agua mediante un termo eléctrico. Se considera el modelo de termo eléctrico definido anteriormente. La energía necesaria para calentar el consumo diario familiar es de unos 5.8 kWh que implica un tiempo necesario para la obtención de la misma de 3 horas y 52 minutos. Además, se supone la necesidad de mantener el termo encendido durante 10 minutos cada hora (200 minutos al día = 3,33 h) para mantener la temperatura de uso, lo que implica un consumo adicional de 4.995 Wh. Se tiene en total un consumo de unos 10.8 kWh/día que supone un consumo anual de 3942 kWh.

Se tiene, de este modo, los valores de energía térmica demandados para todas las formas de obtención consideradas.

5.1.1.2.2 Aplicación del modelo FV-Térmico.

La aplicación numérica del modelo que se está desarrollando para el cálculo de la configuración óptima con los datos definidos anteriormente ofrece los resultados que se van a desarrollar a continuación.

En primer lugar, es necesario realizar la corrección de los valores de energía producida que se obtienen de PVGIS y adaptarlo a nuestros sistemas ya que están dados para un sistema de 1kWp. Como la potencia nominal o potencia fotovoltaica pico instalada de nuestros sistemas es de 320 W para una superficie total de 1.63 m², para obtener una potencia nominal de 1000W con nuestro sistema es necesaria una superficie de 5.094 m².

Se presentan por separado los datos correspondientes a cada caso de estudio:

Caso 1: instalación de paneles fotovoltaicos.

Tras establecer en el código de MATLAB las condiciones geométricas (1.558 m de largo y 1.046 m de ancho) y técnicas del panel fotovoltaico escogido se ejecuta el algoritmo.

En primer lugar, se representa en la Figura 27 el porcentaje de utilización de la superficie fotovoltaica de un panel que se encuentra detrás de otro en función de la distancia de separación entre ambos.

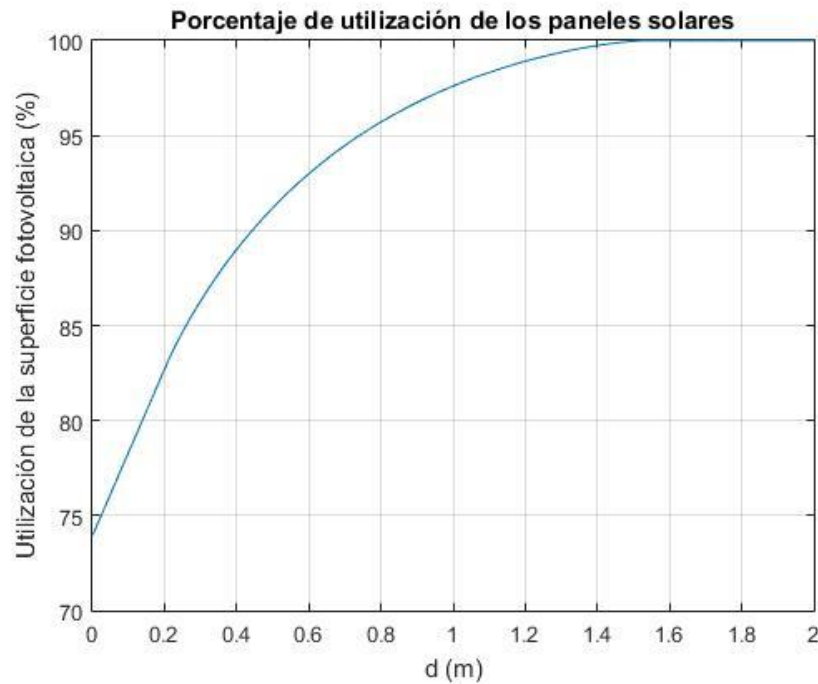


Figura 27. Porcentaje de utilización de los paneles solares por efectos de sombra.

Elaboración propia.

La gráfica muestra un incremento del porcentaje de utilización con la distancia de separación. Esta gráfica está calculada en función de la longitud del panel y de la inclinación a la que se instala, de modo que se establece una altura, y del ángulo de elevación del sol. Para el sistema definido instalado a 33° (inclinación óptima) el porcentaje de utilización aumenta hasta un valor de 100% para una distancia $d = 1,532$ m que se corresponde con el día de invierno en el que el sol posee la mínima elevación.

Realizando el cálculo para el edificio considerado en el análisis, se presenta en la Figura 28 la energía producida por los paneles en función de la distancia de separación (d), considerando filas con 9 paneles en cada una, debido a que es el número máximo que se pueden instalar en un ancho de 10 metros, ya que se considera una distancia horizontal entre ellos de 5 cm y la anchura de los paneles es de 1,046 m.

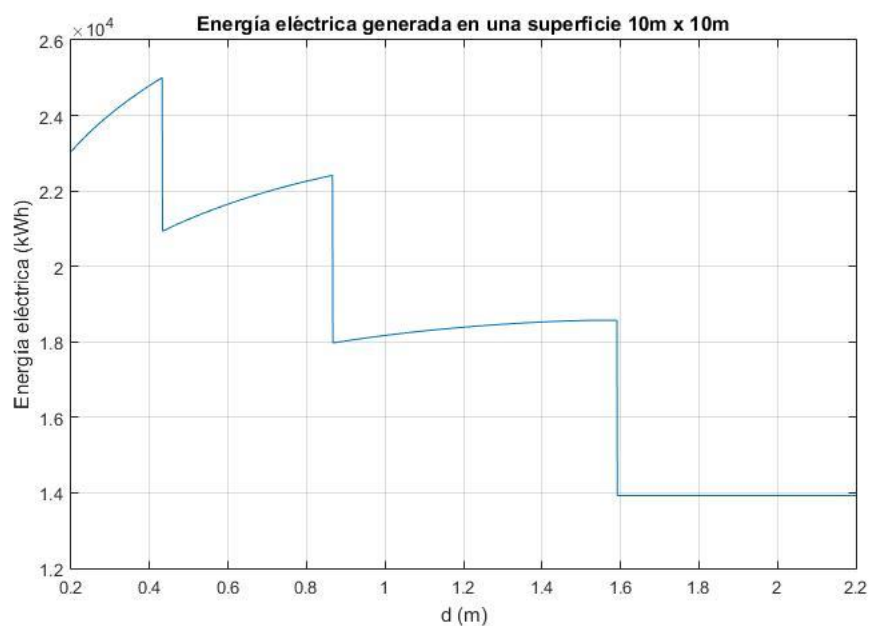


Figura 28. Energía producida por paneles FV en función de la distancia de separación en superficie 10×10 m².

Elaboración propia.

Cómo se puede ver en la imagen, la distancia de separación óptima toma el valor de 0.432 m. Este valor se corresponde con la distancia máxima de separación de entre paneles cuando instalamos un total de 6 filas de ellos. Las discontinuidades son debido al número de paneles que caben en la superficie considerada en función de la distancia de separación. Para el cálculo de la distancia ocupada por los paneles se considera la suma de la proyección de su longitud sobre la horizontal definido por $l \cdot \cos(33^\circ)$ más la distancia de separación entre el número total de paneles definida por $d \cdot (n^\circ \text{ de paneles} - 1)$.

Este es el resultado esperado ya que, como se ha visto, cuanto mayor es la separación entre paneles mayor es la capacidad de producción del sistema debido a que la parte ocupada por sombras es menor. Además, la instalación de un número mayor de filas supone un mayor aumento en la producción energética para una superficie definida, aunque se realice con una eficiencia menor.

Por lo tanto, considerando unas condiciones de instalación por los operarios de una precisión de la décima de metro, la distancia seleccionada como óptima para la instalación es $d_{\text{opt}} = 0.4 \text{ m}$. Esta distancia se considera correcta debido a que es posible llevar a cabo desplazamientos entre filas de paneles y realizar operaciones de instalación y mantenimiento.

El valor correspondiente a la energía eléctrica para la distancia óptima seleccionada es de 24.794 MWh considerando los efectos de sombra. Este valor es menor comparado con los correspondientes al de la distancia teórica óptima indicada anteriormente (25.003 MWh) y al de la energía producida por los paneles sin considerar la sombra producida por los mismos (27.475 MWh).

Las pérdidas ocasionadas por las sombras son aproximadamente del 10 % según esta disposición, calculado según la siguiente fórmula:

$$\%_{\text{perdidas}} = \frac{E_{\text{total sin sombra}} - E_{\text{total con sombra}}}{E_{\text{total sin sombra}}} \times 100 = \frac{27.475 - 24.794}{27.475} \times 100 = 9.76\%$$

Adicionalmente, se comprueba que se satisfacen los valores de consumo eléctrico establecido para una vivienda de 4 personas (14.52 MWh) más el consumo eléctrico necesario para la obtención de energía térmica mediante un termo eléctrico (3.94 MWh).

Se obtiene que para cumplir con la demanda eléctrica anual de una persona (3.63 MWh) se necesita una media de 14.64 m^2 de superficie horizontal y para cumplir a demanda térmica, con este tipo de instalación, una media de 3.97 m^2 , lo que supone una superficie total de 18.61 m^2 .

La media ocupada por un panel se obtiene de dividir la superficie total considerada (100 m^2) entre el número de paneles instalados (6x9) dando como resultado una superficie media del panel de 1.85 m^2 . Este será el valor que se utilizará en la evaluación completa de la ciudad, junto al porcentaje de pérdidas debido al efecto de la sombra también calculado en este apartado.

Se ha evaluado, paralelamente, este tipo de instalación considerando los paneles en posición horizontal (1.046 m de largo y 1.558 m de ancho) y se ha obtenido, para el mismo número de paneles una distancia óptima de separación de 0.263 m, lo cual no es posible debido a la imposibilidad realizar tareas de instalación y mantenimiento para esta distancia entre paneles. Un aumento en la distancia implica la ausencia sucesiva de filas y del número total de paneles por lo que la configuración inicial se considera la adecuada.

Caso 2: instalación combinada de paneles fotovoltaicos e híbridos.

Aplicando los valores de las condiciones geométricas (1.653 m de largo y 0.998 m de ancho) y técnicas del panel híbrido escogido se calculan los valores de producción de energía térmica y eléctrica por este panel.

Tras la aplicación de las características técnicas del panel a la fórmula que permite calcular el rendimiento se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 20. En ella se presenta un tramo horario para un día típico de un mes (enero) del cálculo del rendimiento y de la potencia disponible por metro cuadrado.

Tiempo	G (W/m ²)	Temp. Ambiente (°C)	Rendimiento	Potencia neta (W/m ²)
9:22	95.00	7.90	-1.720=0	-163.358=0
9:37	148.00	8.00	-0.917=0	-135.679=0
9:52	207.00	8.20	-0.504=0	-104.293=0
10:07	255.00	8.40	-0.308=0	-78.519=0
10:22	301.00	8.70	-0.176=0	-53.120=0
10:37	345.00	8.90	-0.085=0	-29.390=0
10:52	386.00	9.20	-0.017=0	-6.548=0
11:07	424.00	9.60	0.036	15.402
11:22	459.00	9.90	0.077	35.175
11:37	492.00	10.30	0.111	54.563
11:52	521.00	10.70	0.138	71.905
12:07	548.00	11.10	0.161	88.220
12:22	571.00	11.50	0.179	102.488
12:37	591.00	11.90	0.195	115.219

Tabla 20. Rendimiento térmico y energía térmica neta para paneles híbridos.

Elaboración propia.

En dicha tabla vienen representados los valores de irradiancia global sobre un plano fijo (definido a 33°) en W/m² (G), los valores de irradiancia difusa y de irradiancia global con el cielo claro sobre el mismo plano en W/m² (G_d y G_c respectivamente). Por otro lado, vienen representados los datos de irradiancia directa normal e irradiancia directa normal con el cielo claro en W/m² (DNI y DNI_c). Por último, aparece el perfil de la temperatura media diurna en °C. Estos datos son calculados con un periodo de 15 minutos, tomando, así, 4 valores cada hora.

Tal y como se dijo anteriormente, la formula obtiene valores negativos para condiciones en las que no hay suficiente la irradiancia para obtener la temperatura objetivo. Se definen valores nulos para estos casos y se considera que en dicho tramo horario la generación de energía es cero. Como se comentó anteriormente, esta hipótesis ofrece resultados más restrictivos ya que en una situación real se produciría un aumento progresivo de la temperatura desde la correspondiente a la noche durante ese periodo de tiempo sin llegar a la temperatura final deseada.

Con los valores de potencia neta calculados a través del rendimiento y de la irradiancia se obtiene la energía neta producida por metro cuadrado. Se presentan en la Tabla 21 los valores mensuales de producción energética junto a los de demanda calculados en el apartado anterior, de superficie necesaria para obtener dicha demanda y del número de paneles solares necesarios para cubrir dicha superficie.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Energía neta producida (kWh/m ²)	20.710	29.052	46.936	51.227	66.260	77.072
Demanda _{ACS} mensual (kWh)	207.161	187.113	194.975	182.789	176.696	153.307
Superficie necesaria (m ²)	10.003	6.441	4154	3.568	2.667	1.989
Paneles	6.063	3.904	2.518	2.163	1.616	1.206

Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Energía neta producida (kWh/m ²)	90.856	90.300	67.586	53.156	30.111	19.060
Demanda _{ACS} mensual (kWh)	146.231	146.231	147.410	176.696	188.685	207.161
Superficie necesaria (m ²)	1.609	1.619	2.181	3.324	6.266	10.869
Paneles	0.976	0.982	1.322	2.015	3.799	6.588

Tabla 21. Balance térmico de paneles híbridos.

Elaboración propia.

A la vista de los resultados se ve que la demanda térmica se satisface con 7 paneles para todos los días del año, lo que supone una superficie necesaria de 13.82 m². Si dividimos este número entre 4 para ver cuanta superficie corresponde por persona se tiene que la demanda energética por individuo se satisface con 3.46 m². Este número es inferior al requerido para cumplir con la demanda térmica a través de paneles fotovoltaicos, además, el potencial de estos paneles reside en que se genera también energía eléctrica, en concreto, 7 paneles generan 2.596 MWh de energía, que supone el 17.18% del consumo eléctrico de la vivienda. Si los 7 paneles generan 0.649 MWh por persona, la demanda eléctrica anual restante es de 2.981 MWh que se satisfacen con paneles fotovoltaicos, siendo necesaria una superficie adicional de 12.02 m² de estos sistemas.

En total, para cumplir con la demanda eléctrica es necesaria una superficie total de 15.48 m² algo superior a la necesaria para cumplir con las necesidades eléctricas a través de placas fotovoltaicas, pero con la ventaja de satisfacer también la térmica.

Sin embargo, se ve que 7 paneles solo son necesarios en enero y diciembre, mientras que para los demás meses existe un exceso de producción de energía térmica. Por tanto, se puede plantear la opción de instalar 4 paneles (7.9 m² considerando la distancia de separación entre paneles) para cumplir con las exigencias durante 10 meses del año y en enero y febrero usar energía eléctrica para la obtención de la energía térmica restante. Con esto, se tiene que es necesario en enero y febrero 0.065 MWh adicionales de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. Se tiene finalmente que el consumo energético por persona es 3.324 MWh (3.63 MWh de consumo anual – 0.371 MWh producido por los paneles híbridos + 0.065 MWh para cumplir con la demanda térmica restante) que supone una superficie de 13.41 m².

Con esto se tiene que se necesita una superficie de 1.97 m² de paneles híbridos y 13.41 m² de paneles fotovoltaicos, sumando una superficie total de 15.38 m². Lo que supone una superficie menor que en el caso anterior. Esto implica tener una superficie superior para poner módulos fotovoltaicos de generación eléctrica adicionales para exportar energía.

A la vista de los resultados, la diferencia es de 10 cm por lo que la solución depende de los costes de los dispositivos y de instalación y mantenimiento de los mismos.

Por otro lado, se ha considerado en los cálculos, que los paneles híbridos se han instalado en la primera fila y tienen una superficie aprovechable del 100%.

La cantidad neta de energía eléctrica, considerando la suma de los paneles de ambas configuraciones necesarios para cubrir la demanda eléctrica y térmica de la familia con la suma del resto de superficie cubierta por paneles fotovoltaicos, es para el caso de 7 paneles híbridos 23.799 MWh y para el caso de 4 paneles híbridos, considerando la energía eléctrica transformada en energía térmica, es de 23.956 MWh.

Se tiene que el porcentaje de superficie correspondiente a cada sistema instalado es de 22% de paneles híbridos y 78% de paneles fotovoltaicos para el caso de 7 paneles y 13% y 87% respectivamente para el caso de 4 paneles, para satisfacer el consumo total de una vivienda de 4 personas.

Caso 3: instalación combinada de paneles fotovoltaicos y térmicos.

Al igual que en el caso anterior, aplicando los valores de las condiciones geométricas (1.653 m de largo y 0.998 m de ancho) y técnicas del panel solar térmico escogido se calculan los valores de producción de energía térmica a través de estos sistemas.

Del mismo modo que para el caso anterior, con la utilización de la fórmula que define el rendimiento en la producción de energía térmica, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 22. Se presenta en esta tabla un tramo horario para un día típico de un mes (enero) del rendimiento y de la energía disponible por metro cuadrado.

Tiempo	$G \text{ (W/m}^2\text{)}$	Temp. Ambiente ($^{\circ}\text{C}$)	Rendimiento	Potencia neta (W/m^2)
9:22	95.00	7.90	-0.981=0	-93.190=0
9:37	148.00	8.00	-0.335=0	-49.617=0
9:52	207.00	8.20	-0.003=0	-0.637=0
10:07	255.00	8.40	0.155	39.410
10:22	301.00	8.70	0.260	78.365
10:37	345.00	8.90	0.334	115.159
10:52	386.00	9.20	0.389	150.048
11:07	424.00	9.60	0.432	183.027
11:22	459.00	9.90	0.464	213.035
11:37	492.00	10.30	0.492	241.942
11:52	521.00	10.70	0.514	267.594
12:07	548.00	11.10	0.532	291.616
12:22	571.00	11.50	0.547	312.383
12:37	591.00	11.90	0.560	330.707

Tabla 22. Muestra de rendimiento térmico y energía térmica neta para paneles térmicos.

Elaboración propia.

En dicha tabla vienen representados los valores de irradiancia global sobre un plano fijo (definido a 33°) en W/m^2 (G), los valores de irradiancia difusa y de irradiancia global con el cielo claro sobre el mismo plano en W/m^2 (G_d y G_c respectivamente). Por otro lado, vienen representados los datos de irradiancia directa normal e irradiancia directa normal con el cielo claro en W/m^2 (DNI y DNI_c). Por último, aparece el perfil de la temperatura media diurna en $^{\circ}\text{C}$. Estos datos son calculados con un periodo de 15 minutos, tomando, así, 4 valores cada hora.

Se realiza la misma hipótesis que en el caso anterior para valores del rendimiento negativos definiendo estos como rendimiento nulo.

Por otro lado, al igual que en el caso anterior, se presentan en la Tabla 23 los valores para cada mes de energía neta producida, de demanda calculados en el apartado anterior, de superficie necesaria para obtener dicha demanda y del número de paneles solares necesarios para cubrir dicha superficie.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Energía neta producida (kWh/m ²)	65.677	78.519	110.930	114.138	134.774	146.449
Demanda _{ACS} mensual (kWh)	207.161	187.113	194.975	182.789	176.696	153.307
Superficie necesaria (m ²)	3.154	2.383	1.758	1.601	1.311	1.047
Paneles	1.527	1.153	0.851	0.775	0.635	0.507
Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Energía neta producida (kWh/m ²)	165.086	163.615	131.175	112.392	77.989	60.394
Demanda _{ACS} mensual (kWh)	146.231	146.231	147.410	176.696	188.685	207.161
Superficie necesaria (m ²)	0.886	0.894	1.124	1.572	2.419	3.430
Paneles	0.429	0.433	0.544	0.761	1.171	1.660

Tabla 23. Balance térmico de paneles solares térmicos.

Elaboración propia.

Esto implica que la demanda térmica se satisface con 2 paneles para todos los días del año, lo que supone una superficie necesaria de 4.91 m² (se ha considerado efectos de sombra). Si dividimos este número entre 4 para ver cuanta superficie corresponde por persona se tiene que la demanda energética se satisface con 1.21 m². Adicionalmente, para cumplir con la demanda eléctrica anual de una persona (3.63 MWh) se utilizan paneles fotovoltaicos y se necesita una media de 14.64 m² de superficie horizontal.

Con esto, la superficie total necesaria es de 15.85 m² para satisfacer tanto la demanda eléctrica como la térmica. Valor inferior a la instalación exclusiva de módulos fotovoltaicos pero superior a la instalación combinada de paneles fotovoltaicos e híbridos.

Cabe destacar que la distancia de separación óptima entre paneles térmicos es de 0.951 m que se quedaría en 0,9 m si consideramos una precisión de instalación de 10 cm, lo que permite 4 fila de paneles. Si fuera necesaria más de una fila de paneles térmicos se separarían estos 0,9 metros, entre ellos, y la distancia de separación para las filas de los paneles fotovoltaicos sería la mayor posible para el máximo número de filas que se pudieran instalar, siempre que la distancia fuera superior a 0.4 m para habilitar las operaciones de instalación y mantenimiento.

La cantidad neta de energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos incluidos aquellos que ocupan la superficie restante, considerando que los paneles térmicos están instalados en la primera fila y que la sombra producida por los mismos es mayor sobre los paneles que están tras ellos, es de 23.613 MWh, inferior a la generada por la configuración mixta de paneles híbridos y fotovoltaicos, pero superior a la configuración exclusiva estudiada en el caso 1.

Se tiene que el porcentaje de superficie correspondiente a cada sistema instalado es de 8% de paneles solares térmicos y 92% de paneles solares fotovoltaicos para satisfacer el consumo total de una persona.

5.1.1.2.3 Resultados finales.

Según el análisis realizado, se ha obtenido que la distancia de separación optima es la distancia de separación máxima que permita la instalación del mayor número de paneles posibles. Sin embargo, hay que tener en cuenta las necesidades de las tareas de instalación y mantenimiento de modo que un operario pueda realizarlas con libertad. Se ha obtenido que una distancia considerable se trata de 0.4 metros en nuestro caso de estudio. Con esto, se ha calculado el número de paneles que pueden ocupar la superficie y con ello la cantidad de energía eléctrica que se puede generar.

Como resultado principal se obtiene que el panel fotovoltaico considerado, (SPR-E19-320, SunPower) de una potencia nominal de 320 W, ocupa una superficie horizontal de 1,85 m², medida final que se utilizará para el cálculo de la energía producida en la ciudad de Sevilla.

Por otro lado, se ha considerado la posibilidad de realizar instalaciones combinadas de paneles fotovoltaicos e híbridos y se ha calculado la superficie necesaria para cada instalación de forma que se satisfagan el consumo térmico y eléctrico por persona.

Adicionalmente, el estudio realizado indica que las pérdidas debidas a los efectos de sombras son del aproximadamente del 10%.

Se muestran en la Tabla 24 la comparación entre los diferentes casos contemplados en el modelo indicando la superficie necesaria para satisfacer la demanda de energía térmica de una familia. Se incluyen en ella las ventajas e inconvenientes de cada tipo de instalación y las conclusiones.

Caso de estudio	Fotovoltaico	Híbrido	Térmico
Superficie necesaria para satisfacer Demanda _{ACS} familiar	15.899 m ² (9 paneles 16.65 m ²)	6.410 m ² (4 paneles 7.9 m ²)	3.154 m ² (2 paneles 4.91 m ²)
Paneles inutilizados	0	Sep, oct, mar, abr = 1 panel. May, jun, jul y ago= 2 paneles.	Primavera, verano y otoño = 1 panel
Pros	- Gran aprovechamiento de los paneles. - Mayor eficiencia eléctrica.	- Producción combinada de energía eléctrica y térmica. - Utilización eléctrica de los paneles durante todo el año.	- Menor superficie necesaria - Mayor eficiencia térmica.
Contras	- Eficiencia de termos eléctricos muy pobre. - Gran cantidad de energía eléctrica necesaria.	- 33% del año hay media instalación inutilizada térmicamente. - Necesidad de utilización de energía eléctrica para el invierno - Menor eficiencia térmica y eléctrica.	- 75% del año hay media instalación inutilizada. - Gran cantidad de energía térmica desperdiciada.
Conclusiones	Peor opción para producción de energía térmica debido a la ineficiencia de los termos eléctricos.	Mejor opción en términos generales de aprovechamiento y producción. Generación adicional neta de 1.226 MWh de energía eléctrica anual.	Mejor opción en cuanto a superficie necesaria pero % muy elevado de inutilización de la instalación (poco aprovechamiento de la superficie).

Tabla 24. Comparación de las opciones de generación de energía térmica.

Elaboración propia.

Se presentan en la Tabla 25 los resultados obtenidos, según el modelo establecido, de la superficie necesaria para satisfacer la demanda térmica y eléctrica correspondiente a una familia de 4 personas y por habitante, en función del tipo de instalación seleccionada.

Caso de estudio	Fotovoltaico	Híbrido + FV (4 paneles)	Térmico + FV
Superficie necesaria (familia de 4 personas)	74.45 m ²	61.52 m ²	63.47 m ²
Superficie necesaria (por persona)	18.61 m ²	15.38 m ²	15.87 m ²

Tabla 25. Superficie necesaria para cumplir la demanda energética.

Elaboración propia.

A la vista de los resultados mostrados por estas últimas tablas se pueden sacar las siguientes conclusiones. Por un lado, se tiene que la generación de energía térmica más eficiente se realiza mediante paneles térmicos, sin embargo, durante la mayor parte del año, la instalación está sobredimensionada por lo que se produce una gran cantidad de energía que no se utiliza y se desperdicia. Por otro lado, se tiene que la producción de energía térmica mediante la transformación de energía eléctrica con un termo eléctrico es muy ineficiente, lo que supone una gran cantidad de paneles fotovoltaicos convirtiéndose en la peor opción. Finalmente, la utilización de paneles híbridos permite solucionar el problema de inactividad que reside en los paneles térmicos, ya que estos paneles generan de manera simultánea energía eléctrica y térmica, por lo que cuando la demanda térmica está satisfecha, el panel no queda completamente inutilizado.

5.1.1.3 Cálculo de la producción horaria.

Con los resultados obtenidos del análisis de superficie y del modelo térmico fotovoltaico, se realiza el cálculo de la producción horaria de energía y el balance energético en la ciudad de Sevilla.

5.1.1.3.1 Cálculos previos.

Para proceder con el cálculo de la producción horaria es necesario establecer en primer lugar los coeficientes de transformación de irradiación en energía para cada mes y en cada orientación. Haciendo uso de la fórmula que los define, expresada en la metodología, se obtiene los resultados mostrados en la Tabla 26.

C _{elect} (m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Sur	0,779	0,772	0,747	0,735	0,719	0,704	0,695	0,694	0,713	0,734	0,757	0,774
Norte	0.587	0.544	0.683	0.740	0.746	0.730	0.723	0.708	0.678	0.571	0.520	0.563
Este	0.756	0.763	0.748	0.729	0.718	0.702	0.694	0.694	0.712	0.732	0.746	0.749
Oeste	0.756	0.763	0.748	0.729	0.718	0.702	0.694	0.694	0.712	0.732	0.746	0.749

Tabla 26. Coeficiente de transformación de irradiación en energía eléctrica.

Elaboración propia.

Se observa en los resultados obtenidos que los valores son idénticos para el caso este y oeste. Esto es debido a que, en ambas orientaciones, la irradiación recibida y la energía producida por kWp es en media igual a lo largo de los días de todo el año. Por otro lado, el aprovechamiento energético es mayor en la orientación sur debido a que es la configuración que recibe la irradiación de manera más directa del sol.

5.1.1.3.2 Producción de energía eléctrica.

La aplicación de estos factores a los datos de irradiación obtenidos de la herramienta PVGIS mostrados en la Tabla 5, para todos los meses y para todas las orientaciones, permite obtener la producción energética por kWp para un día típico de cada mes del año. Datos que se utilizan para realzar la interpolación y cálculo de la energía producida cada día.

En la Tabla 27 se muestran los resultados obtenidos para las superficies orientadas al sur. En ella, se establece una escala de colores que ofrece una visión más clara de los meses y horas en los que se produce más energía. Por otro lado, se ha incluido una última fila en la que se han sumado los valores totales correspondientes a cada día de los diferentes meses y se ha multiplicado por la cantidad de días que tiene cada uno y se ha establecido la cantidad de energía media producida mensualmente.

Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (Sur)												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6-7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7-8	0.0	0.0	0.0	7.9	29.1	35.2	26.2	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8-9	0.0	0.0	63.5	96.0	113.4	113.8	105.5	95.3	69.0	18.4	0.0	0.0
9-10	87.6	154.9	219.5	232.8	249.2	254.9	254.6	246.8	212.2	176.8	105.1	60.7
10-11	250.5	310.3	364.5	365.3	380.2	393.0	404.1	399.6	359.6	327.4	271.4	233.8
11-12	369.1	437.2	480.6	473.6	488.2	507.9	530.7	527.9	483.1	451.1	390.9	350.2
12-13	451.0	525.4	559.8	548.5	563.7	589.2	621.2	619.0	569.9	537.3	473.0	429.9
13-14	492.5	570.0	600.0	586.5	602.4	631.0	668.0	665.9	614.5	581.3	515.2	470.2
14-15	492.5	570.0	600.0	586.5	602.4	631.0	668.0	665.9	614.5	581.3	515.2	470.2
15-16	451.0	525.4	559.8	548.5	563.7	589.2	621.2	619.0	569.9	537.3	473.0	429.9
16-17	369.1	437.2	480.6	515.6	488.2	507.9	530.7	527.9	483.1	451.1	390.9	350.2
17-18	250.5	310.3	364.5	365.3	380.2	393.0	404.1	399.6	359.6	327.4	271.4	233.8
18-19	78.4	154.9	219.5	232.8	249.2	254.9	254.6	246.8	212.2	176.8	109.8	75.2
19-20	0.0	5.4	68.4	96.0	113.4	113.8	105.5	95.3	69.0	23.5	0.0	0.0
20-21	0.0	0.0	0.0	12.9	33.6	35.2	26.2	15.1	2.9	0.0	0.0	0.0
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL kWh	102.1	112.0	142.0	140.0	150.6	151.6	161.9	159.2	138.5	129.91	105.5	96.2

Tabla 27. Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (Sur).

Elaboración propia basada en [47].

Si se comparan estos valores con los de la Tabla 6, se ve que coinciden los valores medios mensuales, por lo que la distribución horaria obtenida de energía producida es correcta.

En la tabla se representa claramente aquellas horas en las que la producción energética es mayor, así como en aquellas en las que es nula debido a que son horas en las que no ha salido aún el sol sobre el horizonte. Del mismo modo, se representa los meses en los que se produce una mayor generación eléctrica que se corresponde con los de verano.

En el Anexo C se presenta los valores de la distribución de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes para todas las orientaciones consideradas.

A partir de estos resultados se realiza la interpolación en MATLAB para calcular los valores horarios correspondientes a todos los días del año.

En la Figura 29 se muestra un ejemplo de los valores obtenidos mediante la interpolación creada de los valores energéticos para una determinada hora durante todo el año. Estos valores se corresponden con el segmento horario 17:00-18:00 para la orientación sur.

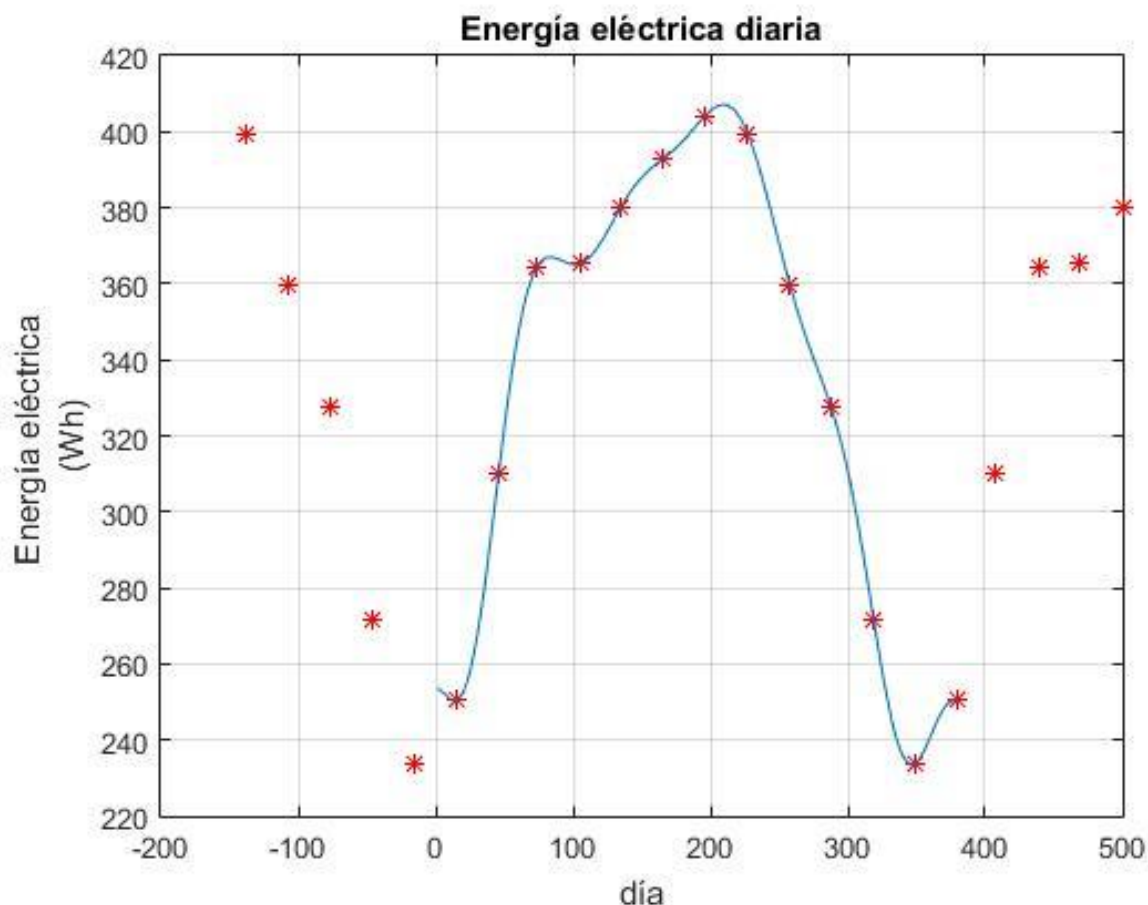


Figura 29. Ejemplo de interpolación (superficie sur de 17:00 a 18:00) de la energía eléctrica diaria disponible por kWp.

Elaboración propia.

Se aprecia cómo se adaptan los valores calculados a los valores ya evaluados cada mes. Sin embargo, en los valores correspondientes a los primeros 15 días del año, el comportamiento que sigue no es el esperado, ya que es superior a los valores del día 15 de diciembre y 15 de enero. Para solucionar este problema se ha decidido representar hasta el valor 380 y se han asignado a los valores correspondientes a los días 1 al 14 de enero los calculados para los días 366 al 380, de modo que se ajusten mejor a los datos de referencia.

Se obtiene así los valores de producción de energía eléctrica para todas las horas del día para cada día del año.

Exportando los resultados a EXCEL y aplicando las condiciones de contorno de las horas en las que no se produce energía a los valores obtenidos en la interpolación se obtienen los resultados finales para cada día del año tal y como se muestra en la Figura 30 (caso correspondiente a las superficies orientadas al sur), en la que vienen representados los valores para varios días de enero. Adicionalmente se ha calculado el total y se ha obtenido que anualmente se produce una cantidad de 1590.8 kWh, que coincide con el total representado en Tabla 6. Se considera por tanto un buen procedimiento de cálculo que da unos valores precisos de energía producida.

Hora	01/01/2018	02/01/2018	03/01/2018	04/01/2018	05/01/2018	06/01/2018	07/01/2018	08/01/2018	09/01/2018
0-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1-2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2-3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3-4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4-5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5-6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6-7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7-8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8-9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9-10	78.363	79.497	80.578	81.596	82.545	83.419	84.213	84.924	85.549
10-11	245.696	246.428	247.112	247.743	248.316	248.825	249.269	249.646	249.955
11-12	363.795	364.604	365.359	366.053	366.681	367.238	367.721	368.130	368.463
12-13	444.655	445.546	446.380	447.153	447.859	448.493	449.053	449.537	449.946
13-14	484.851	485.786	486.671	487.502	488.272	488.979	489.618	490.189	490.691
14-15	484.851	485.786	486.671	487.502	488.272	488.978	489.618	490.189	490.691
15-16	444.655	445.546	446.380	447.153	447.859	448.493	449.053	449.537	449.946
16-17	393.468	394.697	395.549	395.991	395.996	395.541	394.603	393.166	391.222
17-18	245.696	246.428	247.112	247.743	248.315	248.825	249.269	249.646	249.955
18-19	86.319	86.520	86.607	86.574	86.418	86.135	85.725	85.189	84.530
19-20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20-21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21-22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22-23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23-24	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	3272.351	3280.837	3288.420	3295.010	3300.533	3304.926	3308.143	3310.153	3310.947

Figura 30. Muestra de resultados de energía horaria producida en Wh para varios días del año por kWp (Sur).
Elaboración propia.

Se representa de la misma manera que anteriormente, con la escala de colores que muestra las horas en las que existe una mayor producción energética.

Por otro lado, se calcula el sumatorio diario de la energía generada durante todo el día y se muestra en la Figura 31 la distribución de la energía total diaria en Wh por kWp durante todo el año para el caso de superficies orientadas al sur.

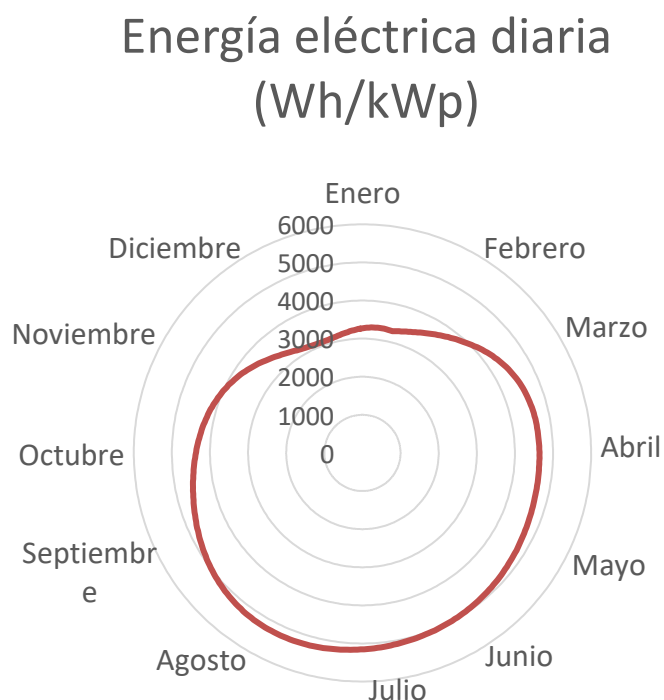


Figura 31. Distribución anual de la energía eléctrica diaria producida en Wh por kWp (Sur).
Elaboración propia.

En ella se observa cómo se produce una mayor producción energética en los meses de verano y una menor producción en los de invierno. Esto se debe principalmente al número de horas de sol y a la incidencia de los rayos sobre los paneles, debido a que, en los meses de verano en los que hay una mayor elevación del sol, se produce un impacto más directo de los mismos.

En la Figura 32 se presentan, a modo de resumen, los valores de energía total anual disponible por kWp para cada una de las 4 orientaciones estudiadas, ordenadas de mayor a menor potencial fotovoltaico.

A la vista de los resultados, se dará prioridad a la instalación de sistemas solares en las superficies orientadas al sur debido a que hay una mayor tasa de producción de energía eléctrica por kWp, lo que quiere decir que, para una potencia nominal establecida, aquellos paneles que estén instalados en esta configuración tendrán una mayor capacidad de generación. Las superficies orientadas al sur están seguidas por la superficie orientadas al este, oeste y norte sucesivamente, siendo esta última aquella con menor capacidad de producción.

Con estos resultados se da por finalizado el cálculo de energía eléctrica disponible durante todas las horas del año y para todas las orientaciones consideradas en el análisis.

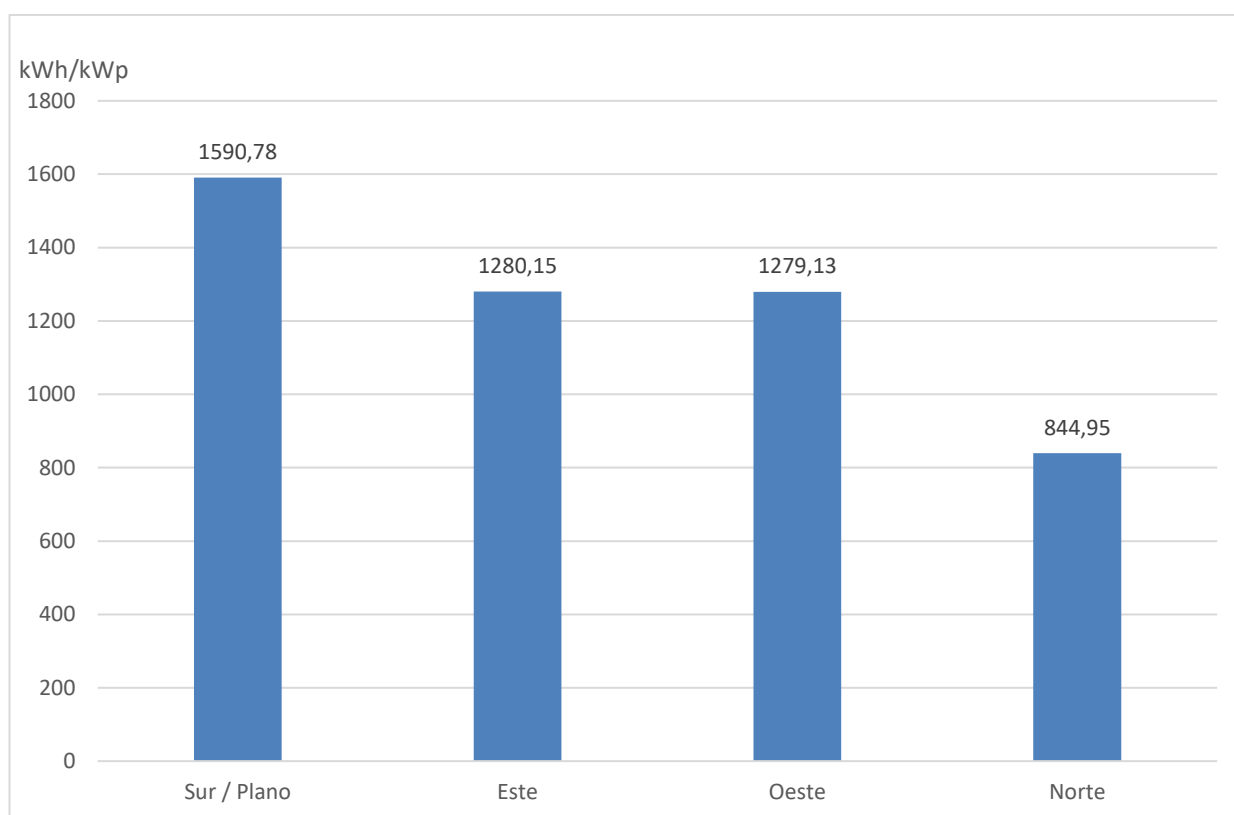


Figura 32. Energía total anual en kWh por kWp para cada orientación.

Elaboración propia.

En la Figura 33 y la Figura 34 se muestra una visualización de la energía disponible por kWp en las superficies en función de la inclinación de esta. Para ellos se ha utilizado una gama de colores en la que el color rojo representa la mayor intensidad y el amarillo la menos. Se ha representado una muestra de la zona residencial y otra de la zona industrial respectivamente.

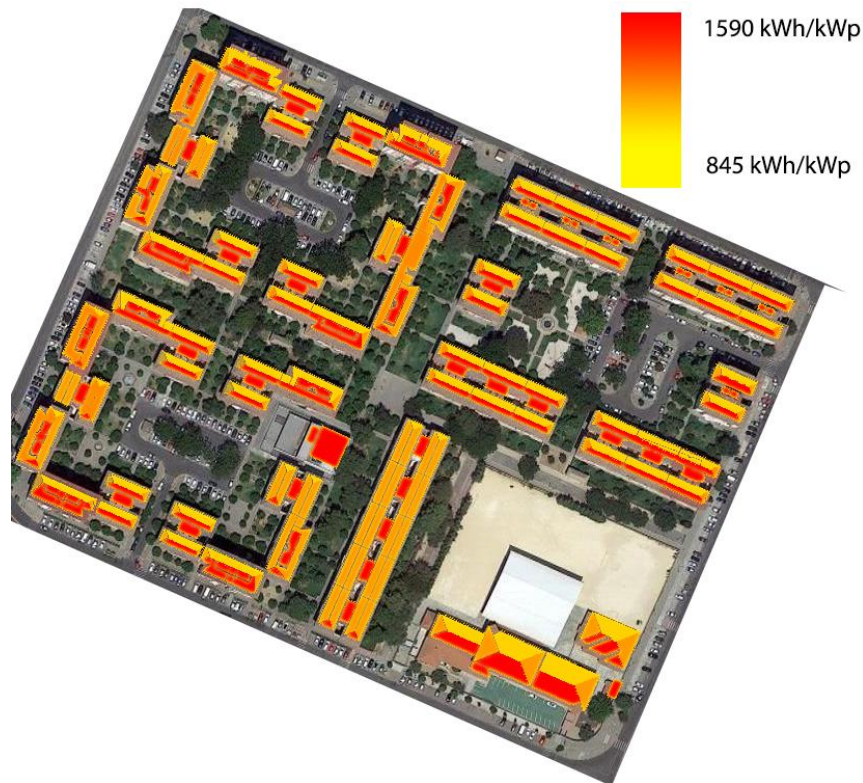


Figura 33. Ejemplo de energía disponible en función de la orientación en la zona residencial.
Elaboración propia.



Figura 34. Ejemplo de energía disponible en función de la orientación en la zona industrial.
Elaboración propia.

Con la energía disponible por hora y la superficie total disponible según cada orientación se han obtenido los resultados de producción energética de la ciudad de Sevilla durante todo el año.

Como resultado principal se presenta en la Figura 35 un gráfico que muestra la energía total producida en MWh por cada superficie en función del área disponible en cada una y de la capacidad de generación por kWp. Para ello se ha considerado la formula descrita en el apartado 3.1.1.3.3 que considera las características técnicas y dimensionales del sistema fotovoltaico considerado, a través de la cual se realiza la corrección para la potencia nominal que estos poseen.

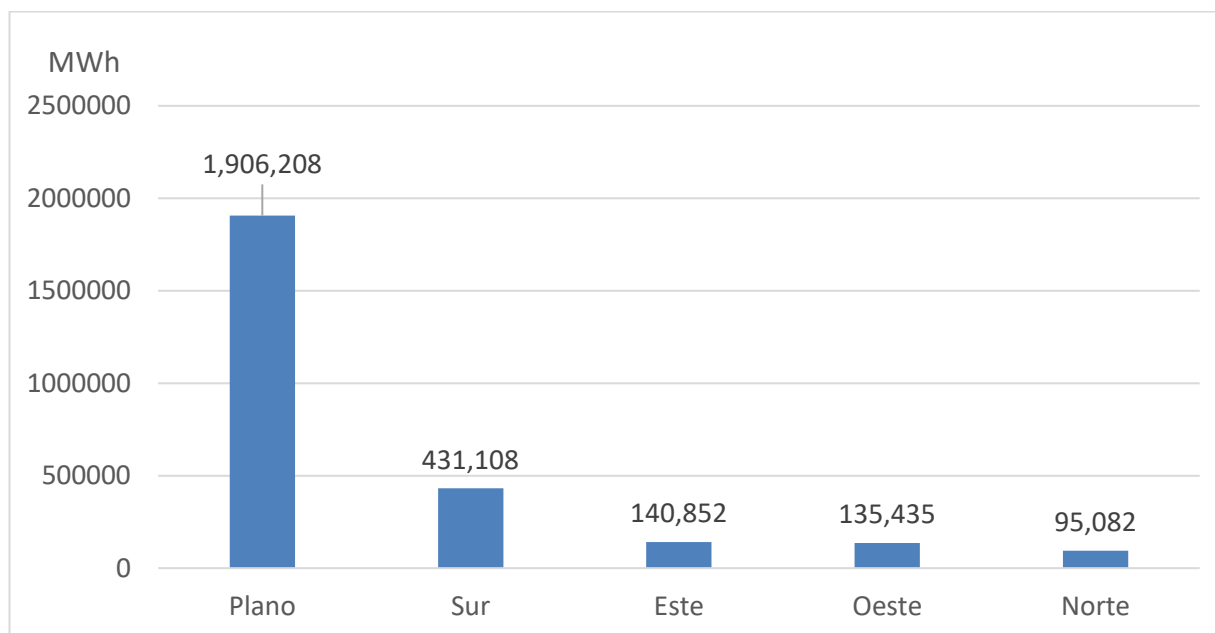


Figura 35. Energía total producida en MWh por cada tipo de superficie.

Elaboración propia.

Como se puede ver, la cantidad producida por la superficie plana predomina sobre el resto de orientaciones. Esto es debido a que a ella pertenece la mayor parte de superficie disponible y, adicionalmente, tiene el mayor potencial fotovoltaico por kWp junto a la superficie sur, que es la que la sigue como segunda más importante.

Con estos valores se da por finalizado el cálculo de la producción de energía eléctrica en los paneles instalados en la superficie disponibles en los techos de los edificios de la ciudad de Sevilla.

5.1.2 Aguas residuales.

Los resultados correspondientes a la evaluación de la producción energética en las plantas de tratamiento de aguas residuales en la ciudad de Sevilla se detallan a continuación.

5.1.2.1 Población total y volumen de agua generado.

Considerando los habitantes empadronados en los municipios considerados tabla 7 y el valor de habitantes equivalentes para la comunidad autónoma de Andalucía se calcula el número de habitantes equivalentes totales que se abastecen con las plantas de tratamiento de aguas residuales que se encuentran dentro del término municipal de la ciudad.

En la Tabla 28 se muestran los habitantes y los habitantes equivalentes de cada municipio considerado y el total de ellos.

Municipio	Habitantes	Habitantes equivalentes
Sevilla	690,566	1,160,150.88
La rinconada	38,277	64,305.36
Alcalá del rio	11,813	19,845.84
Dos Hermanas	131,855	221,516.4
Alcalá de Guadaira	75,080	126,134.4
Camas	27,258	45,793.44
San juan	21,556	36,214.08
TOTAL	996,405	1,673,960.4

Tabla 28. Habitantes y habitantes equivalentes abastecidos.

Elaboración propia.

Con esto, se está en disposición de calcular el volumen de agua residual generado por la población considerara con la aplicando el coeficiente de producción de agua residual por habitante y día que toma el valor de 0.239 m³/habitante/día.

Se muestra en la Tabla 29 el volumen generado por los habitantes de cada municipio y en total.

Municipio	Volumen de agua residual generada m ³ /día
Sevilla	277,276.06
La rinconada	15,368.98
Alcalá del rio	4,743.16
Dos Hermanas	52,942.42
Alcalá de Guadaira	30,146.12
Camas	10,944.63
San juan	8,655.17
TOTAL	400,076.54

Tabla 29. Volumen diario de agua residual generada.

Elaboración propia.

Comparando el valor total de residuos generados (400,076.54 m³/día) con la suma de la capacidad total de tratamiento de las cuatro estaciones de depuración (480,000 m³/día) se establece que el porcentaje actual de utilización de las mismas es del 82.49%.

Considerando que el porcentaje de utilización es igual para las 4 estaciones depuradoras definidas, se calcula la cantidad de volumen anual de agua residual tratado por cada una de modo que se pueda calcular la producción potencial de energía en las mismas.

En la Tabla 30 se muestran los valores anuales del volumen tratado en cada planta.

Planta	Volumen de agua residual diaria (m ³ /día)	Volumen de agua residual anual (m ³)
Ranilla	74,241	27,097,967.41
Copero	210,349.5	76,777,574.33
San Jerónimo	74,241	27,097,967.41
Tablada	41,245	15,054,426.34
Total	400,076.5	146,027,935.49

Tabla 30. Volumen de agua tratado en las estaciones depuradoras.

Elaboración propia.

El volumen total de agua procesada durante el año es de 146,027,935.49 m³.

5.1.2.2 Producción energética.

Con el valor del volumen de agua residual tratada durante un año, se está en disposición de calcular la energía producida si aplicamos los métodos de producción evaluados al 100% del agua tratada.

5.1.2.2.1 Producción de energía eléctrica mediante biogás.

Considerando las instalaciones de aprovechamiento energético de ciclo combinados o cogeneración utilizadas para el aprovechamiento del biogás producido por el proceso de digestión anaeróbica, si la utilización de estos sistemas incluidos en las estaciones depuradoras se extendiera a todo el volumen de agua tratada se obtendría los datos de producción de energía eléctrica mostrados en la Tabla 31.

Planta	Producción energética por digestión anaeróbica (MWh)
Ranilla	3,766.62
Copero	10,672.08
San Jerónimo	3,766.62
Tablada	2,092.57
Total	20,297.88

Tabla 31. Producción energética mediante biogás (Digestión anaeróbica).

Elaboración propia.

La aplicación de este proceso de generación de energía eléctrica al 100% del volumen de agua tratado en la ciudad de Sevilla supone una producción eléctrica de 20,297.88 MWh durante el año.

5.1.2.2.2 Producción de energía eléctrica mediante combustión de biosólidos.

La implementación de este proceso como método de producción de energía eléctrica en la planta de compostaje de lodos para el 100% de los biosólidos generados del tratamiento de las aguas residuales en las estaciones depuradoras implica la obtención de energía eléctrica adicional. Esta generación extra de electricidad se cuantifica en la Tabla 32 junto a los valores totales de biosólidos generados en cada planta.

Planta	Biosólidos secos generados	Producción energética por combustión de biosólidos
Ranilla	7,289.4	8,075.19
Copero	20,653.2	22,879.72
San	7,289.4	8,075.19
Tablada	4,049.6	4,486.22
Total	39,281.5	43,516.32

Tabla 32. Producción energética mediante combustión de biosólidos.

Elaboración propia.

La aplicación de este proceso de generación al 100% de los residuos sólidos obtenidos del tratamiento de las aguas residuales en las estaciones depuradoras suponen una generación adicional de energía eléctrica de 43,516.32 MWh durante el año.

5.1.2.2.3 Resultados finales.

La evaluación de las plantas de tratamiento de aguas residuales y de las tecnologías de producción energética definidas en las mismas a partir de los productos obtenidos, junto al volumen de agua tratado por estaciones depuradoras las consideradas en la ciudad de Sevilla, define la capacidad de generación de energía eléctrica disponible en las mismas.

La implementación de esta tecnología para todo el volumen de agua procesado ofrece una nueva opción de generación extra de energía que puede ser suministrada a la red. En la Tabla 33 se muestra a modo de resumen la capacidad de producción energética de las plantas consideradas debido a la generación de los productos correspondientes, así como el balance total de producción.

Planta	Producción energética por digestión anaeróbica (MWh)	Producción energética por combustión de biosólidos (MWh)	Producción Total (MWh)
Ranilla	3,766.62	8,075.19	11,841.81
Copero	10,672.08	22,879.72	33,551.80
San Jerónimo	3,766.62	8,075.19	11,841.81
Tablada	2,092.57	4,486.22	6,578.78
Total	20,297.88	43,516.32	63,814.20

Tabla 33. Producción de energía eléctrica en las plantas de tratamiento de agua residual.

Elaboración propia.

El valor total de energía eléctrica producida, considerando la aplicación de la tecnología correspondiente a todo el volumen de agua tratado, es de 63,814.21 MWh al año.

Esta cantidad supone un 2,5% del total de la demanda de la ciudad de Sevilla por lo que no se considera una fuente principal de generación de energía eléctrica en el modelo de ciudad autoabastecida que se está desarrollando para este municipio. Sin embargo, supone una cantidad de energía eléctrica aprovechable durante los periodos de deficiencia en la generación eléctrica mediante los sistemas fotovoltaicos.

5.2. Estimación de la demanda.

Se calcula en este apartado cual es la demanda total de energía térmica en la ciudad de Sevilla. La demanda eléctrica se definió en el apartado de datos ya que se obtuvo a partir de las curvas proporcionada por Red Eléctrica Corporación S.A y los datos de consumo anual de energía eléctrica proporcionados por la Agencia de La Energía y para la Sostenibilidad del Ayuntamiento de Sevilla.

5.3.1 Consumo térmico.

Se ha calculado en el modelo FV-Térmico la cantidad de energía térmicas necesaria para obtener la demanda de agua caliente sanitaria para el edificio utilizado en el modelo en el que se considera una familia de 4 habitantes. Esta demanda ha sido calculada tanto para la utilización de paneles solares como para la utilización de un termo eléctrico que convierta en calor la electricidad.

Los datos obtenidos han sido para 4 personas por lo que solo será necesario hacer la conversión al número total de habitantes que se consideran para la ciudad de Sevilla que, como se ha establecido anteriormente, son 690,566 habitantes.

Realizando los cálculos oportunos para la corrección de los valores se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 34 para el caso de energía térmica obtenido mediante placas solares.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
D _{acs} diaria (MWh)	1,153.7	1,153.7	1,085.8	1,051.9	984.0	882.2	
D _{acs} mensual (MWh)	35,764.5	32,303.4	33,660.7	31,556.9	30,505.0	26,467.1	
Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
D _{acs} diaria (MWh)	814.4	814.4	848.3	984.0	1,085.8	1,153.7	Total
D _{acs} mensual (MWh)	25,245.5	25,245.5	25,449.1	30,505.0	32,574.9	35,764.5	365,042.3

Tabla 34. Consumo energético de agua caliente sanitaria para familia de 4 personas.

Elaboración propia.

En dicha tabla se presentan tanto los valores para satisfacer la demanda típica de un día de cada mes como la mensual y la total anual, mostrada en MWh.

Por otro lado, puesto que para satisfacer la demanda con un termo eléctrico se necesitan Se tiene en total un consumo de unos 10.8 kWh/día para la familia considerada, calculado a partir de la potencia de un termo eléctrico típico y del tiempo de funcionamiento del mismo a lo largo del día. Realizando la conversión para todos los habitantes de Sevilla se obtiene que la demanda de energía eléctrica necesaria para satisfacer el consumo de agua caliente sanitaria es de 679,745 MWh.

Con esto se tienen todos los datos necesarios para realizar el balance energético del modelo desarrollado.

5.3. Análisis de equilibrio.

5.3.1 Balance energético.

Con los datos calculados de producción y demanda de energía térmica y eléctrica, se está en disposición de realizar el balance energético del modelo desarrollado. En primer lugar, se presentan los resultados correspondientes al caso de energía eléctrica y posteriormente se presentan los resultados correspondientes al análisis eléctrico y térmico considerando los tres sistemas de generación considerados.

5.3.1.1 Balance de energía eléctrica.

Se realiza en este caso el balance energético considerando la producción y el consumo de energía eléctrica en la ciudad de Sevilla.

Teniendo en cuenta las condiciones de prioridad establecidas anteriormente en función de la capacidad de producción, para la instalación de sistemas solares en las mismas, es necesario utilizar las superficies planas, orientadas al sur, al este y al oeste que suman un total de 2,613,603 MWh generados para satisfacer las condiciones de demanda definidas anteriormente que toma el valor de 2,540,292 MWh, lo que supone un exceso de energía producida de 73,311 MWh. De este modo, la superficie con un rendimiento menor (norte) no será utilizada. Del mismo modo, no sería necesario implementar los sistemas de generación energética de las plantas de tratamiento de aguas residuales. Sin embargo, al final de este análisis se propone otra alternativa en la que esta tecnología forma parte del modelo.

Como se ha visto anteriormente, la generación de energía eléctrica posee un carácter muy estacional y está limitada a las horas de sol de cada día, lo que supone grandes diferencias entre las distintas épocas del año.

Sin embargo, la cantidad de energía consumida si sigue una tendencia más uniforme durante todo el año, habiendo discrepancia de algunos días con otros debido a fechas claves y acontecimientos, así como a periodos de vacaciones, etc.

Con el cálculo de la energía total producida y la energía total consumida durante un día, se puede realizar el balance energético de todos los días del año y ver en cuales la demanda está satisfecha y en cuáles no. Estos resultados vienen representados en la Figura 36, en la que se identifica en color rojo aquellos días en los que no se satisface la demanda y en color verde en los que sí, con su correspondiente valor neto (Energía producida – Energía consumida).

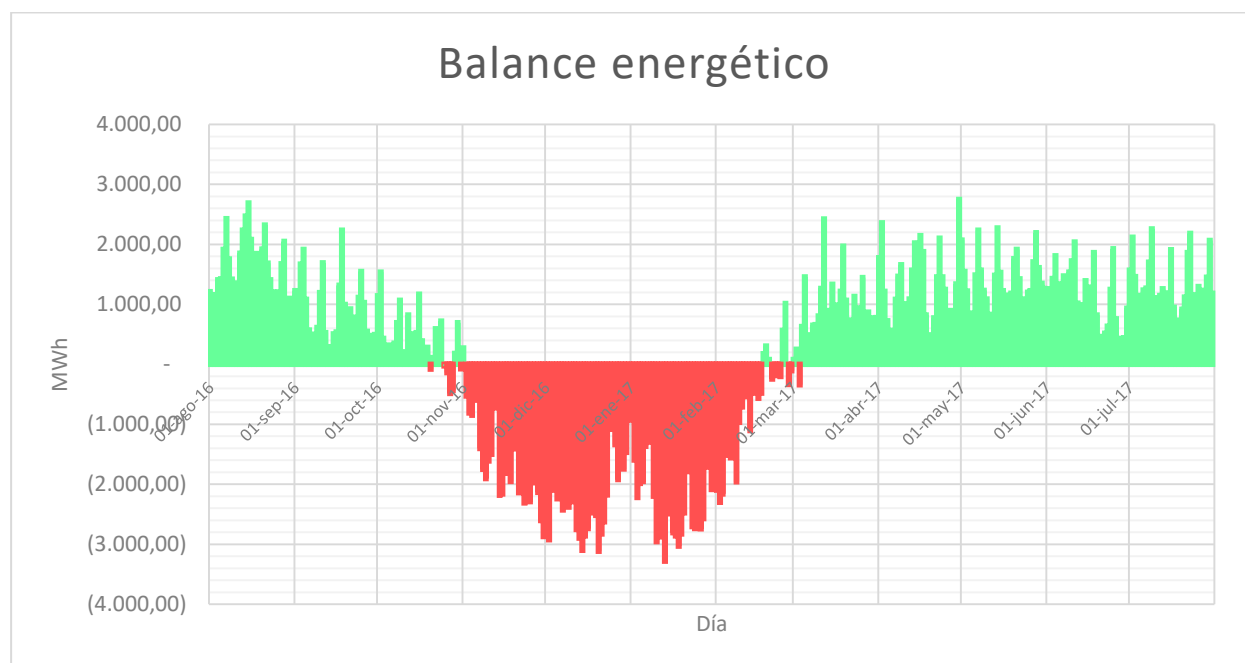


Figura 36. Balance energético diario.

Elaboración propia.

Como se puede ver en la gráfica, desde noviembre hasta marzo se produce una insuficiencia en la producción de energía eléctrica, mientras que para los demás meses del año está abastecida correctamente la demanda. Esto es debido principalmente a las condiciones de irradiación solar, tal y como se ha visto anteriormente, que es menor durante los meses de invierno y finales de otoño.

Si se calcula la suma de energía eléctrica excedente para todos los días en los que se produce el abastecimiento completo de la demanda se obtiene una generación extra de 277,510.68 MWh. Por otro lado, si se calcula la suma de energía eléctrica necesaria para abastecer toda la demanda en aquellos meses en los que no se consigue la producción suficiente obtiene el valor de 204,198.47 MWh. Estos datos, se corresponden con el balance global de un exceso de 73,312.21 MWh, que se calculó al principio de este apartado.

Por otro lado, es posible realizar el balance energético de forma diaria comparando la energía producida con la demanda energética durante todo un día. En la Tabla 35 se muestra un ejemplo de los valores de producción y de consumo horario de un día y el balance total, representando los instantes en los que se produce una sobreproducción en color verde y aquellos en los que la generación de energía eléctrica no es suficiente para satisfacer la demanda en rojo. Se muestran los resultados para el 15 de mayo.

Fecha	Hora	Consumo horario (MWh)	Generación horaria (MWh)	Diferencia (MWh)
15 de mayo	1	215.67	0.00	-215.67
	2	201.03	0.00	-201.03
	3	192.70	0.00	-192.70
	4	187.22	0.00	-187.22
	5	188.72	0.00	-188.72
	6	201.06	0.00	-201.06
	7	223.87	0.00	-223.87
	8	258.82	60.50	-198.33
	9	284.89	211.87	-73.02
	10	304.62	428.12	123.50
	11	316.11	635.89	319.77
	12	324.22	810.90	486.68
	13	328.55	932.80	604.25
	14	329.69	994.97	665.29
	15	325.91	994.67	668.76
	16	320.45	931.92	611.47
	17	315.59	809.52	493.93
	18	309.38	634.17	324.79
	19	304.17	426.50	122.33
	20	301.95	210.73	-91.22
	21	298.40	67.64	-230.76
	22	310.74	0.00	-310.74
	23	300.06	0.00	-300.06
	24	274.25	0.00	-274.25
TOTAL		6,618.08	8,150.19	1,532.11

Tabla 35. Ejemplo de producción, consumo y balance energético horario.

Elaboración propia.

En la tabla se puede observar cómo se realiza el balance de energía eléctrica horario y el diario total, representando los valores de forma muy intuitiva.

Estos valores se han calculado para todos y cada uno de los días del año. De este modo, en la Figura 37 se presentan las curvas de generación y de consumo de energía eléctrica para un día típico de cada mes.

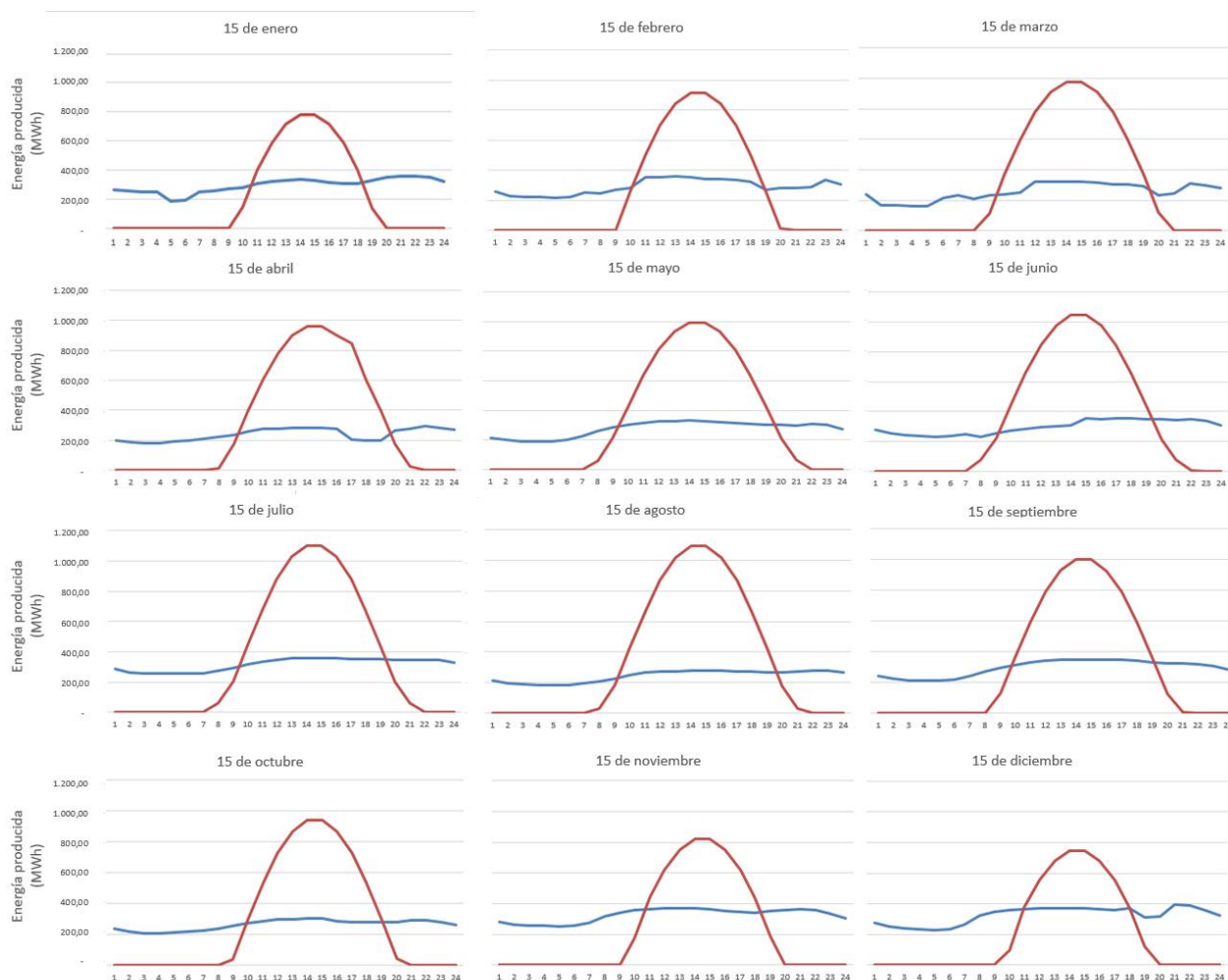


Figura 37. Generación-Consumo eléctrico en MWh para un día de cada mes.

Elaboración propia.

Se aprecia en ellas la producción nula de energía eléctrica durante las horas en las que no hay sol. Además, se ve como en los meses de verano la producción energética es mayor, mientras que el consumo permanece similar en las diferentes etapas del año.

Por otro lado, tal y como se ha dicho anteriormente, se considera un modelo en el que forma parte del mismo la energía eléctrica producida en las plantas de tratamiento de aguas residuales que procesan los residuos de la ciudad de Sevilla.

Este modelo se basa en la utilización de la superficie plana, la orientada al sur y al este para la producción de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos y las estaciones depuradoras, de modo que la cantidad de energía eléctrica generada sería de 2,541,982 MWh al año que satisfarían la demanda total de la ciudad con un exceso de 1,690 MWh. Sin embargo, este modelo, a pesar de satisfacer la demanda energética en total, necesitaría cierta parte de la superficie orientada al oeste para el proceso de carga y descarga del sistema de almacenamiento cuya eficiencia no es del 100% y que se cuantificará posteriormente.

A modo de resumen, se presenta en la Figura 38 un esquema que representa el balance de energía eléctrica en la ciudad considerando las dos opciones que se han descrito en el presente apartado, utilizando la superficie orientada al oeste y utilizando las plantas de tratamiento de aguas residual.

En el esquema se representa la superficie disponible según orientación, la capacidad anual de producción de energía eléctrica para cada superficie en kWh/kW_p, la energía generada por toda la superficie considerada, la demanda total de la ciudad de Sevilla y el balance en función de los sistemas escogidos, para los dos casos considerados y antes de aplicar cualquiera de las dos alternativas.

Balance de Energía Eléctrica

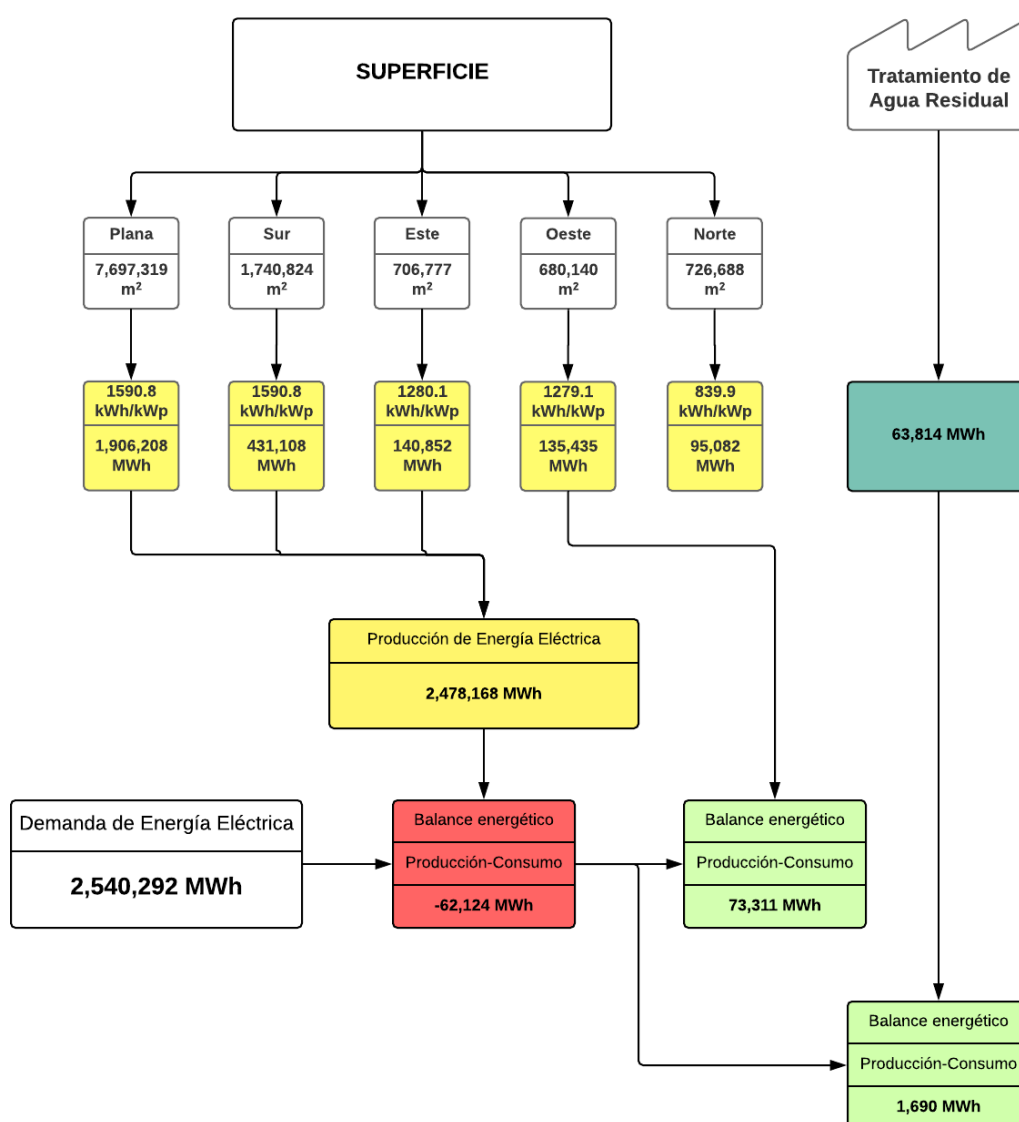


Figura 38. Balance de energía eléctrica.

Elaboración propia.

5.3.1.2 Balance de energía eléctrica y térmica.

Realizado el análisis para la producción y consumo de energía eléctrica se está en disposición de dar un paso más y añadir a este balance la generación de energía térmica necesaria para abastecer el consumo de agua caliente sanitaria utilizando parte de la superficie disponible.

Como se ha comentado anteriormente, se van a analizar los tres casos que se definieron en el modelo FV-Térmico. En primer lugar, se considera el caso de paneles fotovoltaicos y la posterior transformación de energía eléctrica en energía térmica; en segundo lugar, se considera la utilización de paneles solares térmicos; y en último lugar, la utilización de paneles híbridos para satisfacer la demanda térmica a la misma vez que aportan parte de energía eléctrica.

5.3.1.2.1 Caso 1: Paneles fotovoltaicos.

Tal y como se ha calculado anteriormente, para satisfacer la demanda anual de un edificio de 4 personas de agua caliente sanitaria a través de un termo eléctrico son necesarios aproximadamente 15.9 m² de superficie de paneles fotovoltaicos en la zona plana u orientada al sur que es la que tiene mayor capacidad de producción energética por kW_p.

Para calcular el área necesaria para satisfacer la demanda de la ciudad entera es necesario hacer una corrección en esa cifra y adaptarla a los habitantes del municipio. Con esto se tiene que es necesario utilizar una superficie de aproximadamente 2,745,000 m².

En la Figura 39 se representa un esquema en el que se detallan las cifras calculadas y en el que se definen el balance energético de toda infraestructura disponible de producción energética.

Balance de Energía Eléctrica y Térmica

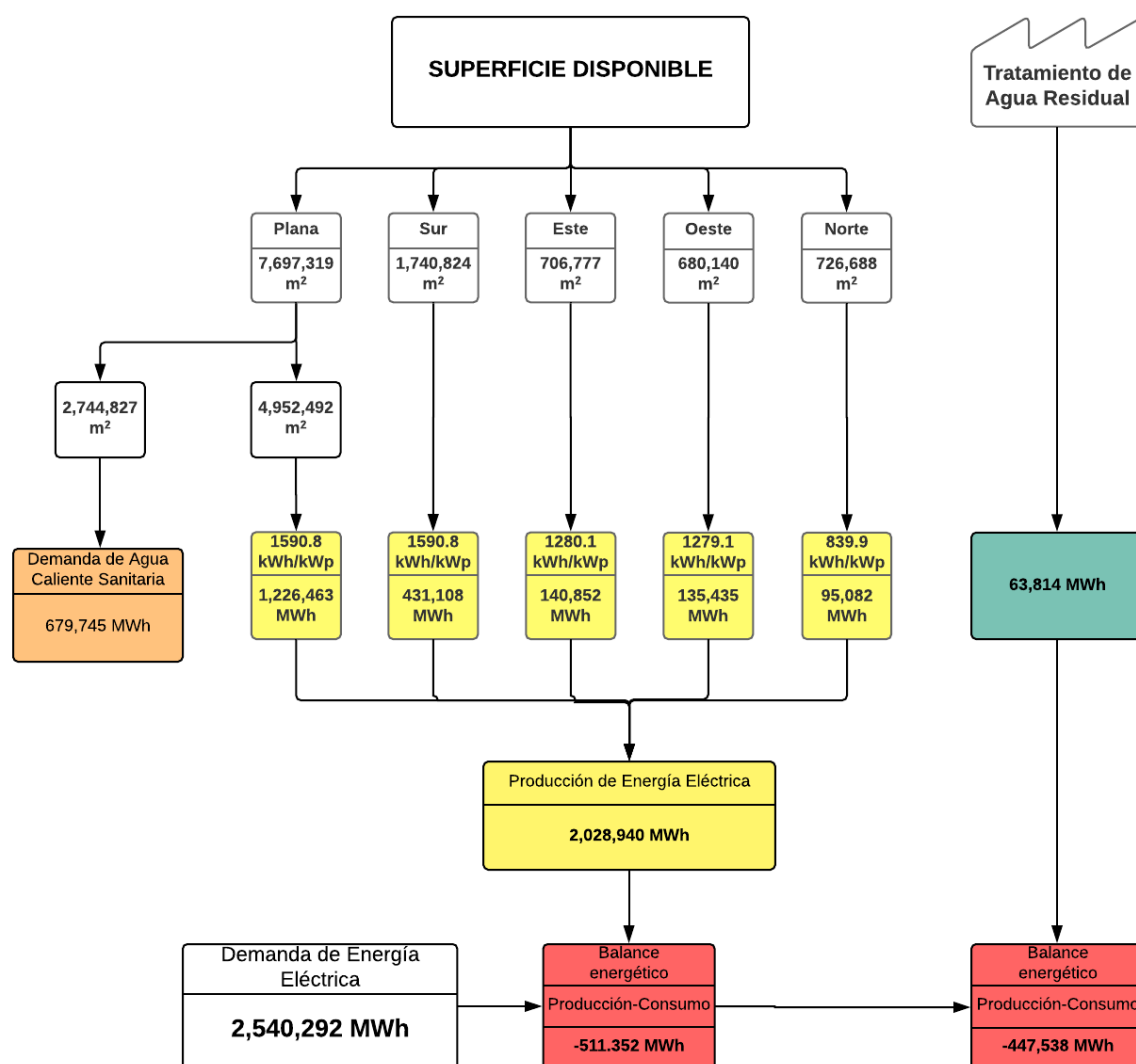


Figura 39. Balance de energía eléctrica y térmica con paneles fotovoltaicos.

Elaboración propia.

Se puede observar cómo la utilización de dicha superficie para la generación de la energía térmica necesaria para satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria no permite satisfacer las condiciones de consumo eléctrico de la ciudad, incluso utilizando la totalidad de la superficie disponible y la energía obtenida en el tratamiento de aguas residuales.

5.3.1.2.2 Caso 2: Paneles térmicos.

En este caso, se reserva parte de la superficie disponible para la instalación de los paneles solares térmicos ya definidos.

Según el modelo FV-Térmico se necesita un total de 3.154 m² para satisfacer la demanda de 4 personas. Con esto se tiene entonces que para cumplir con las necesidades de los ciudadanos de Sevilla se necesitan 544,511 m² de superficie plana u orientadas al sur.

Asignando a esta superficie la instalación de paneles solares térmicos se realiza el balance energético en la ciudad.

En la Figura 40 se presenta un esquema en el que se representa dicho balance donde se exponen los principales resultados obtenidos.

Balance de Energía Eléctrica y Térmica

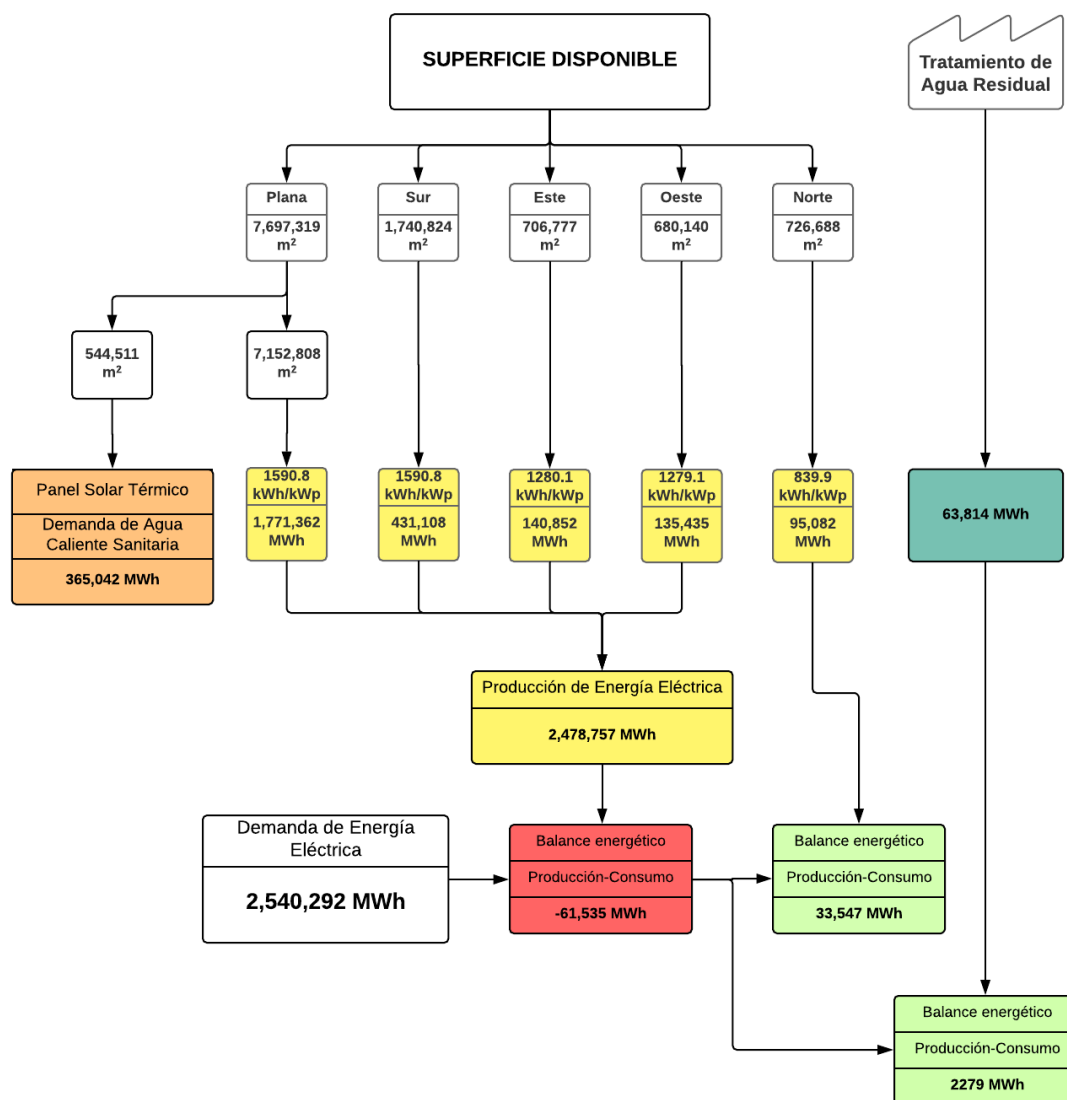


Figura 40. Balance de energía eléctrica y térmica con paneles térmicos.

Elaboración propia.

Como se puede observar, es posible satisfacer las necesidades eléctricas y térmicas aplicando esta tecnología al modelo. Esto es debido a que la eficiencia con estos paneles es mayor que utilizando la opción anterior que consideraba un termo eléctrico, además, la energía necesaria para obtener el agua caliente sanitaria es menor con este sistema de obtención de energía térmica.

Sin embargo, para obtener un balance energético positivos es necesario utilizar o bien la superficie norte, que es la más ineficiente de todas, o bien las plantas de tratamiento de agua residual. Por otro lado, a pesar de cumplir con los requisitos de demanda neta, es necesario realizar la evaluación del sistema de almacenamiento para saber si el exceso de energía en las dos opciones consideradas es suficiente para satisfacer las pérdidas por carga y descarga, y si no es así, se debe escoger ambas opciones de manera simultánea.

5.3.1.2.3 Caso 3: Paneles híbridos.

Por último, se realiza el balance energético eléctrico y térmico considerando paneles solares híbridos. Este tipo de paneles, como se ha descrito, son capaces de generar tanto energía térmica como energía eléctrica al mismo tiempo. Sin embargo, la eficiencia de estos procesos en los paneles híbridos es algo inferior a la de los paneles puros fotovoltaicos y térmicos por lo que para satisfacer la demanda térmica se necesita una superficie superior al caso anterior.

Según los resultados obtenidos en el modelo FV-Térmico, se necesita un total de 6.41 m² para satisfacer la demanda térmica de 4 personas. Con esto se tiene que, para cumplir con las necesidades de la ciudad entera, se necesita un total de 1,106,632 m² de superficie plana u orientada al sur.

En la Figura 41 se presenta un esquema del balance energético en el que se presentan los resultados principales.

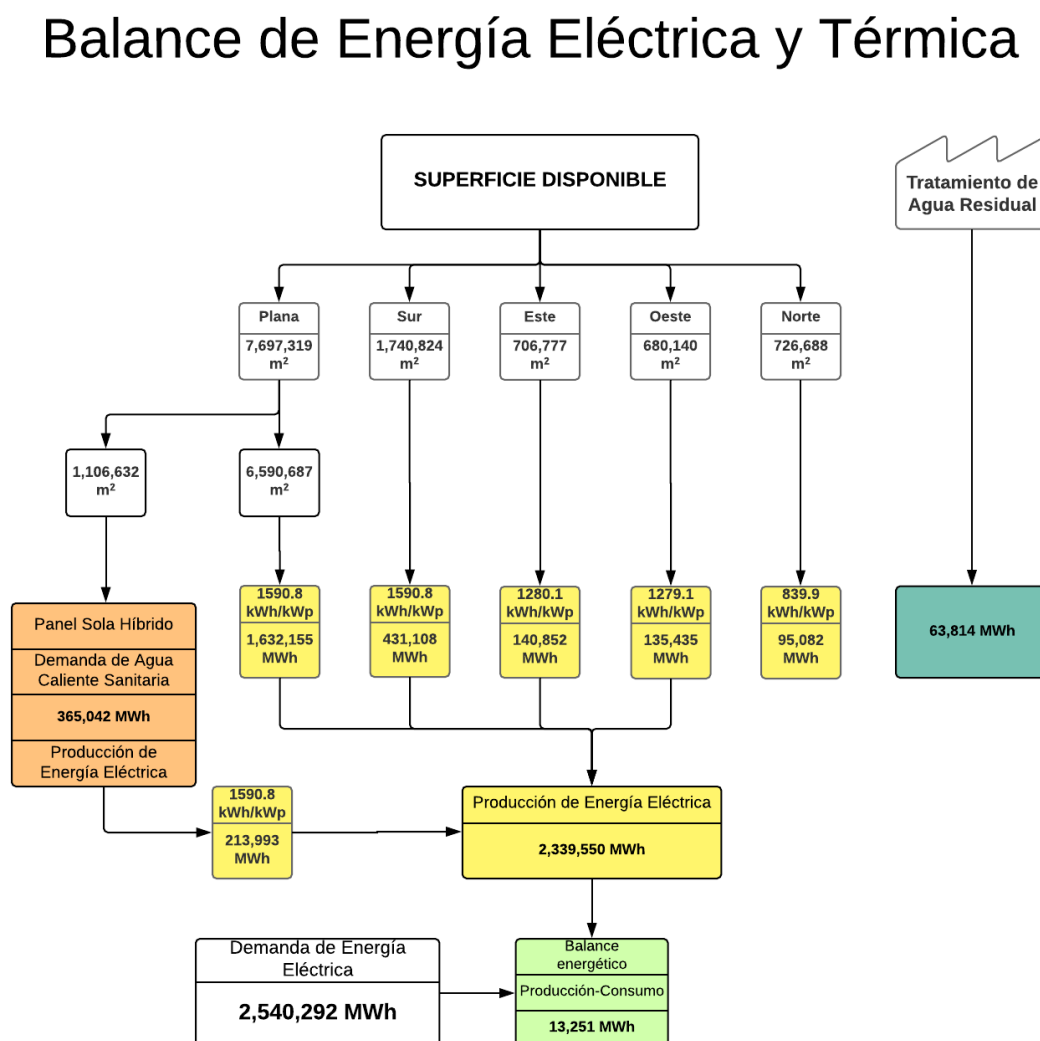


Figura 41. Balance de energía eléctrica y térmica con paneles híbridos.

Elaboración propia.

En el esquema se observa que, en este caso, no es necesaria la utilización de la superficie orientada al norte o la energía procedente de las plantas de tratamiento de agua residual para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Esto es debido a que los paneles híbridos generan energía eléctrica a la vez que satisfacen la demanda de agua caliente sanitaria. Sin embargo, el exceso de energía existente sin utilizar las opciones restantes de generación podría no ser suficiente para cumplir con las pérdidas ocasionadas en el proceso de carga y descarga del sistema de almacenamiento, por lo que, tras realizar este análisis se decide si es necesario o no utilizar uno de los sistemas de producción de energía eléctrica restantes.

Con esto, se da por finalizado el balance energético considerando el caso de demanda eléctrica y demanda eléctrica y térmica para todos los casos considerados utilizando las diferentes tecnologías disponibles en el mercado.

5.3.2 Almacenamiento energético.

Tras haber realizado el balance energético y determinar los tramos temporales en los que no está satisfecha la demanda, se realiza el dimensionamiento del sistema de almacenamiento necesario para satisfacer los requerimientos energéticos durante todo el año.

Como consideración inicial, se establece que las pérdidas ocasionadas por el proceso de carga-descarga es del 5% de la energía total empleada en dicho ciclo, valor que ha sido definido al evaluar las características técnicas de la tecnología seleccionada, baterías de litio-ion. Como simplificación se va a dividir por 0,95 la energía que falta para cumplir la demanda de cada hora cuando la producción no satisface las condiciones de consumo. Con esto se tiene que al considerar un 5% de pérdidas a la capacidad de almacenamiento total se satisfaga la demanda neta inicial.

Por otro lado, se va a realizar el análisis para el caso de balance energético eléctrico considerando la utilización de toda la superficie oeste como opción utilizada para conseguir la producción necesaria que cubre toda la demanda.

Ejecutando el algoritmo programado en MATLAB, se calcula un vector en el que guarda el sumatorio para todas las horas del año desde las 00:00 del 1 de agosto hasta las 24:00 del 31 de julio del año siguiente del balance total hasta la hora considerada. Este vector tiene un total de 8,760 valores (24h x 365 días) que se corresponden con el sumatorio, hasta cada hora representada, del balance horario de todas las horas anteriores. Esto significa que el valor correspondiente al elemento 25 es el sumatorio del balance horario para todas las horas anteriores a esta, es decir desde las 00:00 del 1 de agosto hasta la 01:00 del 2 de agosto.

Representando gráficamente todas las componentes de este vector se identifican los periodos en los que es necesario cargar energía y aquellos en los que es necesario obtenerla de los dispositivos de almacenamiento. Adicionalmente, se puede establecer el periodo más desfavorable que se encuentra entre el máximo y el mínimo total de la gráfica en los que la tendencia general es de descarga (descendente). Además, realizando el cálculo de la diferencia entre el máximo y el mínimo total se establece la capacidad de almacenamiento necesaria. Por último, el valor correspondiente al último elemento establece el balance total anual, de modo que define si hay energía necesaria para abastecer la demanda utilizando dispositivos de almacenamiento.

El algoritmo establece la hora correspondiente al máximo y al mínimo y la diferencia de energía entre ambos instantes.

En la Figura 42 se representa en primer lugar el caso correspondiente a un comportamiento ideal de las baterías en el que no se considera pérdidas. Se realiza esta representación para dar conformidad al algoritmo utilizado con los cálculos realizados anteriormente.

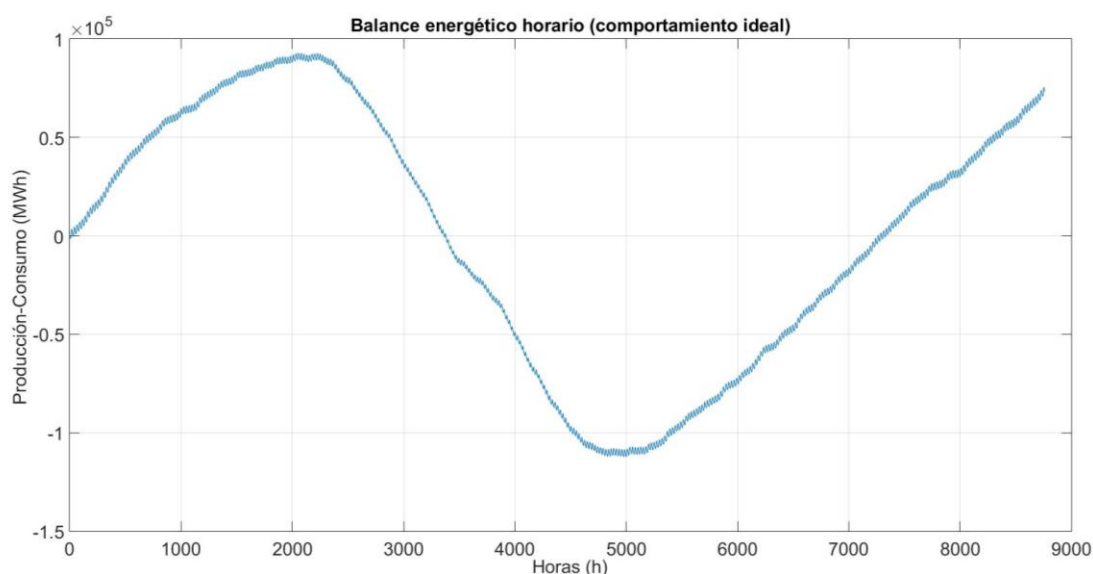


Figura 42. Dimensionamiento energético caso ideal.

Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, el balance anual resulta ser positivo. En concreto, el valor correspondiente a la última hora analizada indica un balance positivo de 73,311 MWh que se corresponde con el valor establecido en el balance total en el apartado anterior comprobándose así que el procedimiento seguido es el correcto.

En concreto, el punto de energía almacenada máximo se produce en la hora número 2056 que se corresponde con las 16:00 del 25 de octubre y el punto de energía mínimo con la hora número 4999 que se corresponde con las 07:00 del 25 de febrero. Comparándose con los resultados representados en la figura 20 se puede apreciar que estas dos fechas coinciden con el inicio y fin del periodo de insuficiencia energética. De este modo, el sistema de almacenamiento debe tener capacidad para 205,267.2 MWh.

Sin embargo, estos resultados son los obtenidos para el caso ideal en el que no se consideran pérdidas. Si consideramos las pérdidas sufridas en los ciclos de carga-descarga tal y como las hemos definido anteriormente y ejecutamos el código, se obtienen los resultados mostrados en la Figura 43.

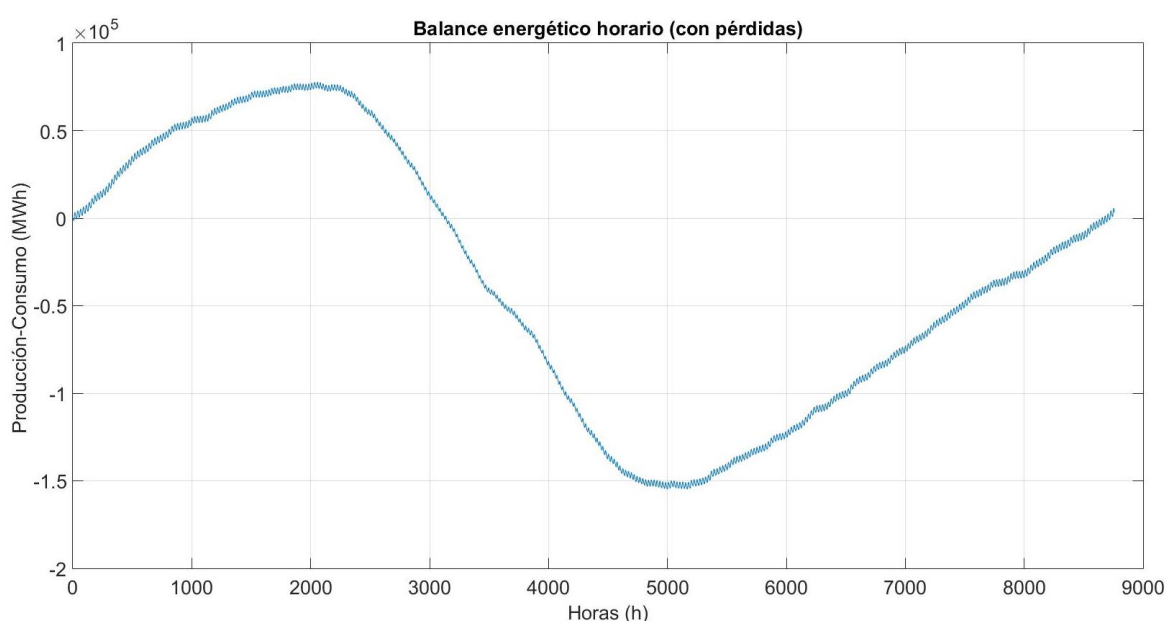


Figura 43. Dimensionamiento energético caso real.

Elaboración propia.

A la vista de los resultados, se tiene que el balance anual resulta ser positivo. En este caso, el valor de energía sobrante es menor que en el caso ideal, el último elemento del vector indica un balance positivo de 3,300 MWh.

Por otro lado, se puede apreciar como el mínimo de la gráfica toma un valor considerablemente más pequeño que en el caso ideal mientras que el máximo se sitúa aproximadamente en la misma posición. Sin embargo, el instante en el que se producen el máximo y el mínimo total es el mismo que para el caso ideal, como cabía esperar.

En este caso, el sistema de almacenamiento precisa una capacidad de 232,600 MWh, valor superior al caso anterior.

Con esto, se da por finalizado el dimensionamiento del sistema de almacenamiento necesario para cumplir con todas las necesidades de consumo a lo largo del año. En la Tabla 36 se presentan los resultados principales a modo de resumen.

	Caso ideal.	Caso real.
Pérdidas en un ciclo carga-descarga	0%	5%
Balance anual (MWh)	+73,311	+3,300
Periodo de carga	Desde el 25/02 a las 9:00 hasta el 25/10 a las 18:00	Del 25/02 a las 9:00 hasta el 25/10 a las 18:00
Periodo de descarga	Desde el 25/10 a las 18:00 hasta el 25/02 a las 9:00	Desde el 25/10 a las 18:00 hasta el 25/02 a las 9:00
Tamaño del sistema de almacenamiento (MWh)	205,267.2	232,600.0

Tabla 36. Resultados del dimensionamiento del almacenamiento energético.

Elaboración propia.

Evaluando el escenario descrito en el método en el que establece un almacenamiento diario de la energía, se tiene que la energía necesaria que hay que almacenar son 4,070 MWh, de modo que el tamaño total del sistema de almacenamiento para cumplir este requisito es de 4,284 MWh considerando las pérdidas de carga/descarga.

Con este sistema de almacenamiento, es posible satisfacer 2,336,094 MWh de la demanda de la ciudad de Sevilla lo que supone aproximadamente el 92% de la misma.

Por otro lado, la evaluación del escenario que considera un consumo energético satisfecho completamente por energía solar fotovoltaica precisa la instalación de paneles solares fotovoltaicos en toda la superficie disponible en los techos considerando todas las orientaciones y parte de la zona rural evaluada. En concreto, se necesitan 6,320,000 m² de superficie rural.

Con esto se obtiene que el balance diario para todos los días del año es positivo, siendo el día más desfavorable el 13 de enero. Para satisfacer la demanda durante las horas de no producción ese día es necesario un sistema de almacenamiento total de 5,386 MWh.

Cabe destacar que en este escenario la producción energética total es de 4,178,725.161 MWh, que representa el 165% de la demanda total de la ciudad de Sevilla, por lo que solo el 60% de la energía producida es utilizada para satisfacer la demanda. La energía restante podría ser suministrada a la red para el abastecimiento de otra ciudad.

6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Tras el análisis tecnológico realizado, se lleva a cabo a continuación un análisis económico enfocado a cuantificar el precio del kWh producido utilizando el modelo de ciudad autoabastecida desarrollado en el proyecto.

Para realizar esta evaluación se van a establecer las siguientes hipótesis a modo de simplificación:

- Se realiza el análisis para el caso de evaluación de demanda de energía eléctrica sin considerar la demanda térmica.
- Debido a que la producción de energía mediante las plantas de tratamiento de aguas residuales supone un 2,5% de la demanda total de la ciudad, se considera como único sistema de generación de energía los paneles solares fotovoltaicos.
- Se utiliza la potencia instalada en la totalidad de la superficie disponible plana y orientadas al sur, al este y al oeste.
- Se considera un periodo de amortización de 20 años para los paneles solares y de 10 años para las baterías.

Con estas hipótesis, en primer lugar, se realiza el análisis económico para un caso base en el que se consideran los precios de los diferentes sistemas como los actuales en el mercado.

Posteriormente, se realiza un análisis de sensibilidad del coste total en función del precio, por un lado, considerando variaciones en el precio de la potencia instalada y, por otro lado, considerando variaciones en el sistema de almacenamiento energético. Todas las demás variables se consideran constantes.

Por último, se realizará una comparativa de los resultados obtenidos tras el análisis de sensibilidad.

6.1. Caso base.

Se define el caso base como aquel que considera los precios de los diferentes sistemas en el mercado actual. De este modo, se tiene de [55] que el precio de mercado para paneles fotovoltaicos de la potencia instalada es de aproximadamente 1.00 \$/Wp. Sin embargo, se considera que el precio total para la instalación en zona residencial es ligeramente superior y se establece en este análisis como 1.00 €/kWp.

Por otro lado, según [56] se tiene que las baterías consideradas costarán en torno a 100 \$/kWh para el 2020. Del mismo modo que para el caso anterior y añadiendo la condición de precios en la actualidad se establece el precio en 100 €/kWh.

Se presenta en la Tabla 37 los resultados principales del análisis económico considerando los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento necesarios para abastecer el 100% de la demanda de la ciudad de Sevilla.

Sistemas Fotovoltaicos		
Área total utilizada	10,825,065.00	m ²
Área del panel	1.85	m ²
Paneles	5,851,386.49	
Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp
Precio	1.00	€/Wp
Precio total	1,872,443,675.68	€
Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	232,600	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	23,260,000,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		25,132,443,675.68	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	2,326,000,000	€/año
	Total	2,419,622,184.78	€/año
Precio		0.95	€/kWh

Tabla 37. Resultados del análisis económico del sistema completo.

Elaboración propia.

Los resultados muestran que el precio de mercado del kWh es muy elevado considerando el modelo desarrollado con el sistema de generación y de almacenamiento anual. Esto es debido a este último ya que es preciso un sistema de almacenamiento muy grande para satisfacer toda la demanda del año que, acompañando por el elevado precio de esta tecnología actualmente, supone más del 90% de los costes totales.

Cabe la posibilidad de considerar sólo el sistema de generación energética y utilizar la energía sólo cuando se está produciendo, de modo que en los momentos en los que no se genera sería necesario utilizar otra fuente adicional.

Para llevar a cabo esta nueva evaluación, es necesario establecer cuanta energía de la demanda se abastece. Para ello, se van a utilizar los resultados horarios para todos los días del año calculados en el modelo tal y como se muestran en la Tabla 35, asignando el valor de la demanda en las horas en las que haya exceso de producción y el valor de la producción en las horas que no se satisfaga la demanda. De este modo se tiene que la energía abastecida es de 1,240,260 MWh.

Con esto, y realizando los mismos cálculos que en el caso anterior se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 38.

Total		
Precio total	1,872,443,675.68	€
Energía abastecida	1,240,260,000	kWh /año
Amortización	93,622,183.78	€/año
Precio	0.075	€/kWh

Tabla 38. Resultados del análisis económico de sistemas fotovoltaicos.

Elaboración propia.

Se observa como el precio del kWh en este caso es mucho menor que en el anterior, sin embargo, no se abastece toda la demanda de la ciudad de Sevilla, sino aproximadamente el 50% de la misma.

Por otro lado, se evalúa el sistema de almacenamiento con la potencia fotovoltaica actual.

Para ello se considera un tamaño de almacenamiento de 4,284 MWh con una demanda abastecida de 2,336,094 MWh. En la Tabla 39 se muestran los resultados obtenidos.

Sistemas Fotovoltaicos		
Área total utilizada	10,825,065.00	m ²
Área del panel	1.85	m ²
Paneles	5,851,386.49	

Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp
Precio	1.00	€/Wp
Precio total	1,872,443,675.68	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	4,284	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	428,400,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		2,300,843,676.68	€
Energía abastecida		2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.8	€/año
	Baterías	42,840,000.00	€/año
	Total	136,462,183.78	€/año
Precio		0.058	€/kWh

Tabla 39. Resultados del análisis económico del escenario diario.

Elaboración propia.

Por último, se evalúa el escenario definido en el que se aumenta la potencia instalada utilizando parte de la zona rural y el total de la superficie disponible en los techos.

Para ello se considera un tamaño de almacenamiento de 5,386 MWh con una demanda abastecida de 2,540,292 MWh. Adicionalmente se considera una potencia instalada total de 3,091,330,250.03 MW. En la Tabla 40 se muestran los resultados obtenidos.

Sistemas Fotovoltaicos		
Área utilizada (Techos)	11,551,753.01	m²
Área utilizada (Zona rural)	6,320,000.00	
Área del panel	1.85	m²
Paneles	9,660,407	
Potencia instalada	3,091,330,250.03	Wp
Precio	1.00	€/Wp
Precio total	3,091,330,250.03	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	5,386	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	538,600,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		3,629,930,250.03	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	154,566,512.5	€/año
	Baterías	53,860,000.00	€/año
	Total	208,426,512.5	€/año
Precio		0.082	€/kWh

Tabla 40. Resultados del análisis económico del escenario diario (100% renovable).

Elaboración propia.

Con estos resultados se ve como el sistema de almacenamiento anual permite cumplir con todas las necesidades energéticas de los habitantes de la ciudad, pero supone un coste muy elevado que hace que no se pueda considerar como una opción rentable con los precios del mercado actual.

Por otro lado, la utilización de los paneles fotovoltaicos sin el sistema de almacenamiento ofrece unos precios muy bajos de producción energética pero no permite satisfacer la demanda eléctrica durante todas las horas del año.

Finalmente, el sistema de almacenamiento diario se convierte en la opción más favorable ya que permite satisfacer más del 90% de la demanda de la ciudad a un precio de mercado del kWh considerablemente bajo, siendo en los meses de invierno cuando es necesario utilizar generación externa a los sistemas considerados en el modelo.

Se presenta a modo de resumen en la Tabla 41 los principales resultados del análisis económico comparando los resultados obtenidos con los precios actuales del mercado.

		Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Sistemas fotovoltaicos	Potencia instalada (MWp)	1,872	1,872	1,872	3,091
	Producción anual (GWh)	2,614	2,614	2,614	4,179
	Superficie utilizada (techos) (km ²)	10.9	10.9	10.9	11.6
	Superficie utilizada (no techos) (km ²)	-	-	-	6.3
	Inversión total PV (M€)	1,872	1,872	1,872	3,091
	Amortización (M€/year)	94	94	94	155
Sistema de almacenamiento	Capacidad de almacenamiento (MWh)	232,600	-	4,284	5,386
	Inversión total de almacenamiento (M€)	23,026	-	428	539
	Amortización (M€/year)	2,326	-	43	54
Inversión total (M€/year)		2,420	94	137	208

Energía abastecida (GWh)		2,540 (100%)	1,240 (49%)	2,336 (92%)	2,540 (100%)
Coste energético (c€/kWh)		95.2	7.5	5.8	8.2
Precio medio del suministro eléctrico en España 2016 (c€/kWh)	Residencial	22.8			
	Industria	10.3			
	Media	14.5			

Tabla 41. Análisis económico (Resultados principales).

Elaboración propia.

Como se puede ver en la tabla anterior, el sistema de almacenamiento completo permite abastecer toda la demanda, pero el coste energético es muy elevado, de modo que no puede ser considerado como una opción. La configuración sin almacenamiento ofrece un mejor precio, pero satisface solo la mitad de la demanda aproximadamente. La opción más económica es la que considera un sistema de almacenamiento que permita abastecer las necesidades diarias de consumo cuando exista sobreproducción comparando el precio tanto con las demás opciones como con el precio actual de mercado. Por otro lado, la opción que ofrece una generación energética 100% renovable también ofrece unos precios mejores que los actuales, sin embargo, es una configuración ineficiente ya que se aprovecha solo el 60% de la energía producida.

6.2. Análisis de sensibilidad.

En el análisis de sensibilidad se consideran los cuatro escenarios evaluados anteriormente y se establece un rango de valores diferentes para los precios de ambas tecnologías. En la Tabla 42 se muestran los precios escogidos para el análisis de sensibilidad para ambos sistemas:

Caso de estudio	Precio Potencia Instalada (€/Wp)	Precio Sist. Almacenamiento (€/kWh)
Precio mucho mayor	1.4	140
Precio mayor	1.2	120
Caso Base	1	100
Precio menor	0.8	80
Precio mucho menor	0.6	60

Tabla 42. Precios establecidos para el análisis de sensibilidad.

Elaboración propia.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el caso de variar el precio de los sistemas fotovoltaicos respecto al caso base y para el caso de variar el precio del sistema de almacenamiento respecto al caso inicial.

6.2.1 Sensibilidad al precio de los sistemas fotovoltaicos.

Se realiza el análisis económico de los diferentes escenarios para el caso de variar el precio de los sistemas fotovoltaicos considerando el precio del sistema de almacenamiento fijado en 100 €/kWh.

6.2.1.1 Precio FV mayor (1.2 €/Wp).

Para el caso en el que el precio de la tecnología fotovoltaica es algo superior al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 43.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio		1.20	€/Wp
Precio total		2,246,932,410.82	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		232,600	MWh
Precio		100	€/kWh
Precio total		23,260,000,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		25,506,932,410.82	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	112,346,620.54	€/año
	Baterías	2,326,000,000	€/año
	Total	2,438,346,620.541	€/año
Precio		95.99	c€/kWh

Tabla 43. Resultados del sistema completo (1.2 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados del segundo escenario (sin sistema de almacenamiento) se muestran en la Tabla 44.

Total		
Precio total	2,246,932,410.82	€
Energía abastecida	1,240,260,000	kWh /año
Amortización	112,346,620.54	€/año
Precio	9.06	c€/kWh

Tabla 44. Resultados del sistema sin almacenamiento (1.2 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 45.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio total		2,246,932,410.82	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		4,284	MWh
Precio total		428,400,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		2,675,332,410.82	€
Energía abastecida		2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	112,346,620.54	€/año
	Baterías	42,840,000	€/año
	Total	155,186,620.541	€/año
Precio		6.64	c€/kWh

Tabla 45. Resultados del sistema con almacenamiento diario (1.2 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 46.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		3,091,330,250.03	Wp
Precio total		3,709,596,300.04	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		5,386	MWh
Precio total		538,600,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		4,248,196,300.04	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	185,479,815.00	€/año
	Baterías	53,860,000	€/año
	Total	239,339,815.002	€/año
Precio		9.42	c€/kWh

Tabla 46. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (1.2 €/Wp)

Elaboración propia.

En la Tabla 47 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de la potencia instalada de 1.2 €/Wp.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	95.99	9.06	6.64	9.42

Tabla 47. Coste energético (1.2 €/Wp)

Elaboración propia

6.2.1.2 Precio FV mucho mayor (1.4 €/Wp).

Para el caso en el que el precio de la tecnología fotovoltaica es bastante superior al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 48.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp	
Precio	1.40	€/Wp	
Precio total	2,621,421,145.95	€	
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento	232,600	MWh	
Precio	100	€/kWh	
Precio total	23,260,000,000.00 €	Precio total	
Total			
Precio total	25,881,421,145.95	€	
Energía abastecida	2,540,292,000	kWh /año	
Amortización	Paneles	131,071,057.30	€/año
	Baterías	2,326,000,000	€/año
	Total	2,457,071,057.298	€/año
Precio	96.72	c€/kWh	

Tabla 48. Resultados del sistema completo (1.4 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados del segundo escenario (sin sistema de almacenamiento) se muestran en la Tabla 49.

Total		
Precio total	2,621,421,145.95	€
Energía abastecida	1,240,260,000	kWh /año
Amortización	131,071,057.30	€/año
Precio	10.57	c€/kWh

Tabla 49. Resultados del sistema sin almacenamiento (1.4 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 50.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp
Precio total	2,621,421,145.95	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	4,284	MWh
Precio total	428,400,000.00 €	Precio total

Total		
Precio total	3,049,821,145.95	€
Energía abastecida	2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	131,071,057.30 €/año
	Baterías	42,840,000 €/año
	Total	173,911,057.298 €/año
Precio	7.44	c€/kWh

Tabla 50. Resultados del sistema con almacenamiento diario (1.4 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 51.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	3,091,330,250.03	Wp
Precio total	4,327,862,350.04	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	5,386	MWh
Precio total	538,600,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		4,866,462,350.04	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	216,393,117.50	€/año
	Baterías	53,860,000	€/año
	Total	270,253,117.502	€/año
Precio		10.64	c€/kWh

Tabla 51. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (1.4 €/Wp)

Elaboración propia.

En la Tabla 52 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de la potencia instalada de 1.4 €/Wp.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	96.72	10.57	7.44	10.64

Tabla 52. Coste energético (1.4 €/Wp)

Elaboración propia

6.2.1.3 Precio FV menor (0.8 €/Wp).

Para el caso en el que el precio de la tecnología fotovoltaica es menor al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 53.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp
Precio	0.80	€/Wp
Precio total	1,497,954,940.54	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	232,600	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	23,260,000,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		24,757,954,940.54	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	74,897,747.03	€/año
	Baterías	2,326,000,000	€/año
	Total	2,400,897,747.027	€/año
Precio		94.51	c€/kWh

Tabla 53. Resultados del sistema completo (0.8 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados del segundo escenario (sin sistema de almacenamiento) se muestran en la Tabla 54.

Total		
Precio total	1,497,954,940.54	€
Energía abastecida	1,240,260,000	kWh /año
Amortización	74,897,747.03	€/año
Precio	6.04	c€/kWh

Tabla 54. Resultados del sistema sin almacenamiento (0.8 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 55.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp
Precio total	1,497,954,940.54	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	4,284	MWh
Precio total	428,400,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		1,926,354,940.54	€
Energía abastecida		2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	74,897,747.03	€/año
	Baterías	42,840,000	€/año
	Total	117,737,747.027	€/año
Precio		5.04	c€/kWh

Tabla 55. Resultados del sistema con almacenamiento diario (0.8 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 56.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	3,091,330,250.03	Wp
Precio total	2,473,064,200.02	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	5,386	MWh
Precio total	538,600,000.00 €	Precio total
Total		
Precio total	3,011,664,200.02	€
Energía abastecida	2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	123,653,210.00 €/año
	Baterías	53,860,000 €/año
	Total	177,513,210.001 €/año
Precio	6.99	c€/kWh

Tabla 56. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (0.8 €/Wp)

Elaboración propia.

En la Tabla 57 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de la potencia instalada de 0.8 €/Wp.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	94.51	6.04	5.04	6.99

Tabla 57. Coste energético (0.8 €/Wp)

Elaboración propia

6.2.1.4 Precio FV mucho menor (0.6 €/Wp).

Para el caso en el que el precio de la tecnología fotovoltaica es bastante menor al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 58.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp
Precio	0.60	€/Wp
Precio total	1,123,466,205.41	€

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	232,600	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	23,260,000,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		24,383,466,205.41	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	56,173,310.27	€/año
	Baterías	2,326,000,000	€/año
	Total	2,382,173,310.270	€/año
Precio		93.78	c€/kWh

Tabla 58. Resultados del sistema completo (0.6 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados del segundo escenario (sin sistema de almacenamiento) se muestran en la Tabla 59.

Total		
Precio total	1,123,466,205.41	€
Energía abastecida	1,240,260,000	kWh /año
Amortización	56,173,310.27	€/año
Precio	4.53	c€/kWh

Tabla 59. Resultados del sistema sin almacenamiento (0.6 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 60.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	1,872,443,675.68	Wp
Precio total	1,123,466,205.41	€

Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		4,284	MWh
Precio total		428,400,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		1,551,866,205.41	€
Energía abastecida		2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	56,173,310.27	€/año
	Baterías	42,840,000	€/año
	Total	99,013,310.270	€/año
Precio		4.24	c€/kWh

Tabla 60. Resultados del sistema con almacenamiento diario (0.6 €/Wp)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 61.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		3,091,330,250.03	Wp
Precio total		1,854,798,150.02	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		5,386	MWh
Precio total		538,600,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		2,393,398,150.02	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	92,739,907.50	€/año
	Baterías	53,860,000	€/año
	Total	146,599,907.501	€/año
Precio		5.77	c€/kWh

Tabla 61. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (0.6 €/Wp)

Elaboración propia.

En la Tabla 62 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de la potencia instalada de 0.6 €/Wp.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	93.78	4.53	4.24	5.77

Tabla 62. Coste energético (0.6 €/Wp)

Elaboración propia

6.2.2 Sensibilidad al precio de los sistemas de almacenamiento.

Se realiza el análisis económico de los diferentes escenarios para el caso de variar el precio de los sistemas de almacenamiento considerando el precio de los sistemas fotovoltaicos fijado en 1 €/Wp.

Cabe destacar que el segundo escenario toma siempre el mismo valor ya que no hay sistema de almacenamiento, por lo que no se evaluará en cada caso, siendo el coste energético 7.55 c€/kWh.

6.2.2.1 Precio de almacenamiento mayor (120 €/kWh).

Para el caso en el que el precio de los sistemas de almacenamiento es algo superior al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 63.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio		1.00	€/Wp
Precio total		1,872,443,675.68	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		232,600	MWh
Precio		120	€/kWh
Precio total		27,912,000,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		29,784,443,675.68	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	2,791,200,000	€/año
	Total	2,884,822,183.784	€/año
Precio		113.56	c€/kWh

Tabla 63. Resultados del sistema completo (120 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 64.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio total		1,872,443,675.68	€

Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		4,284	MWh
Precio total		514,080,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		2,386,523,675.68	€
Energía abastecida		2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	51,408,000	€/año
	Total	145,030,183.784	€/año
Precio		6.21	c€/kWh

Tabla 64. Resultados del sistema con almacenamiento diario (120 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 65.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		3,091,330,250.03	Wp
Precio total		3,091,330,250.03	€

Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		5,386	MWh
Precio total		646,320,000.00 €	Precio total

Total			
Precio total		3,737,650,250.03	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	154,566,512.50	€/año
	Baterías	64,632,000	€/año
	Total	219,198,512.502	€/año
Precio		8.63	c€/kWh

Tabla 65. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (120 €/kWh)

Elaboración propia.

En la Tabla 66 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de los sistemas de almacenamiento de 120 €/kWh.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	113.56	7.55	6.21	8.63

Tabla 66. Coste energético (120 €/kWh)

Elaboración propia

6.2.2.2 Precio de almacenamiento mucho mayor (140 €/kWh).

Para el caso en el que el precio de los sistemas de almacenamiento es bastante superior al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 67.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio		1.00	€/Wp
Precio total		1,872,443,675.68	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		232,600	MWh
Precio		140	€/kWh
Precio total		32,564,000,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		34,436,443,675.68	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	3,256,400,000	€/año
	Total	3,350,022,183.784	€/año
Precio		131.88	c€/kWh

Tabla 67. Resultados del sistema completo (140 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 68.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio total		1,872,443,675.68	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		4,284	MWh
Precio total		599,760,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		2,472,203,675.68	€
Energía abastecida		2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	59,976,000	€/año
	Total	153,598,183.784	€/año
Precio		6.57	c€/kWh

Tabla 68. Resultados del sistema con almacenamiento diario (140 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 69.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		3,091,330,250.03	Wp
Precio total		3,091,330,250.03	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		5,386	MWh
Precio total		754,040,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		3,845,370,250.03	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	154,566,512.50	€/año
	Baterías	75,404,000	€/año
	Total	229,970,512.502	€/año
Precio		9.05	c€/kWh

Tabla 69. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (140 €/kWh)

Elaboración propia.

En la Tabla 70 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de los sistemas de almacenamiento de 140 €/kWh.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	131.88	7.55	6.57	9.05

Tabla 70. Coste energético (140 €/kWh)

Elaboración propia

6.2.2.3 Precio de almacenamiento menor (80 €/kWh).

Para el caso en el que el precio de los sistemas de almacenamiento es algo menor al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 71.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio		1.00	€/Wp
Precio total		1,872,443,675.68	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		232,600	MWh
Precio		80	€/kWh
Precio total		18,608,000,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		20,480,443,675.68	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	1,860,800,000	€/año
	Total	1,954,422,183.784	€/año
Precio		76.94	c€/kWh

Tabla 71. Resultados del sistema completo (80 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 72.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada		1,872,443,675.68 Wp
Precio total		1,872,443,675.68 €

Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	4,284	MWh
Precio total	342,720,000.00 €	Precio total
Total		
Precio total	2,215,163,675.68	€
Energía abastecida	2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78 €/año
	Baterías	34,272,000 €/año
	Total	127,894,183.784 €/año
Precio	5.47	c€/kWh

Tabla 72. Resultados del sistema con almacenamiento diario (80 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 73.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada	3,091,330,250.03	Wp
Precio total	3,091,330,250.03	€
Sistema de almacenamiento		
Capacidad del sistema de almacenamiento	5,386	MWh
Precio total	430,880,000.00 €	Precio total
Total		
Precio total	3,522,210,250.03	€
Energía abastecida	2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	154,566,512.50 €/año
	Baterías	43,088,000 €/año
	Total	197,654,512.502 €/año
Precio	7.78	c€/kWh

Tabla 73. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (80 €/kWh)

Elaboración propia.

En la Tabla 74 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de los sistemas de almacenamiento de 80 €/kWh.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	76.94	7.55	5.47	7.78

Tabla 74. Coste energético (80 €/kWh)

Elaboración propia

6.2.2.4 Precio de almacenamiento menor (60 €/kWh).

Para el caso en el que el precio de los sistemas de almacenamiento es bastante menor al valor actual se obtienen los siguientes resultados para los diferentes escenarios evaluados, calculados de forma análoga que en el caso anterior.

Los resultados correspondientes al primer escenario (100% de demanda abastecida con la potencia fotovoltaica instalada que produce dicha energía y el sistema de almacenamiento estacional mínimo) se muestran en la Tabla 75.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		1,872,443,675.68	Wp
Precio		1.00	€/Wp
Precio total		1,872,443,675.68	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		232,600	MWh
Precio		60	€/kWh
Precio total		13,956,000,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		15,828,443,675.68	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	1,395,600,000	€/año
	Total	1,489,222,183.784	€/año
Precio		58.62	c€/kWh

Tabla 75. Resultados del sistema completo (60 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación del tercer escenario (sistema de almacenamiento diario) se muestran en la Tabla 76.

Sistemas Fotovoltaicos		
Potencia instalada		1,872,443,675.68 Wp
Precio total		1,872,443,675.68 €

Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		4,284	MWh
Precio total		257,040,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		2,129,483,675.68	€
Energía abastecida		2,336,094,522	kWh /año
Amortización	Paneles	93,622,183.78	€/año
	Baterías	25,704,000	€/año
	Total	119,326,183.784	€/año
Precio		5.11	c€/kWh

Tabla 76. Resultados del sistema con almacenamiento diario (60 €/kWh)

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos del análisis del cuarto escenario (100% eco generación con sistema diario de almacenamiento) se muestran en la Tabla 77.

Sistemas Fotovoltaicos			
Potencia instalada		3,091,330,250.03	Wp
Precio total		3,091,330,250.03	€
Sistema de almacenamiento			
Capacidad del sistema de almacenamiento		5,386	MWh
Precio total		323,160,000.00 €	Precio total
Total			
Precio total		3,414,490,250.03	€
Energía abastecida		2,540,292,000	kWh /año
Amortización	Paneles	154,566,512.50	€/año
	Baterías	32,316,000	€/año
	Total	186,882,512.50	€/año
Precio		7.36	c€/kWh

Tabla 77. Resultados del sistema 100% eco con almacenamiento diario (60 €/kWh)

Elaboración propia.

En la Tabla 78 se muestra a modo de resumen los precios obtenidos para cada escenario considerando el valor del precio de los sistemas de almacenamiento de 60 €/kWh.

	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
Coste energético (c€/kWh)	58.62	7.55	5.11	7.36

Tabla 78. Coste energético (60 €/kWh)

Elaboración propia

6.3. Comparación de resultados.

Tras el análisis de sensibilidad realizado con los valores del precio de los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento de energía. Se presentan en la Tabla 79 los valores obtenidos para el caso de los sistemas fotovoltaicos y en la Tabla 80 para el caso del sistema de almacenamiento.

Precio de los sistemas FV	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
€/Wp	c€/kWh			
1.4	96.72	10.57	7.44	10.64
1.2	95.99	9.06	6.64	9.42
1	95.25	7.55	5.84	8.20
0.8	94.51	6.04	5.04	6.99
0.6	93.78	4.53	4.24	5.77

Tabla 79. Resultados análisis de sensibilidad para sistemas fotovoltaicos.

Elaboración propia.

Precio de los sistemas de almacenamiento	Almacenamiento completo	Sin almacenamiento	Almacenamiento diario	Almacenamiento diario (100% eco)
€/kWh	c€/kWh			
140	131.88	7.55	6.57	9.05
120	113.56	7.55	6.21	8.63
100	95.25	7.55	5.84	8.20
80	76.94	7.55	5.47	7.78
60	58.62	7.55	5.11	7.36

Tabla 80. Resultados análisis de sensibilidad para sistemas de almacenamiento.

Elaboración propia.

Para una mejor visualización del efecto del cambio de los precios de los diferentes sistemas en el coste energético de cada escenario, se calculan los valores correspondientes a todas las combinaciones de precios para cada caso. Además, se realiza el cálculo de las elasticidades en cada escenario.

6.3.1 Resultados del sistema completo (escenario 1)

Se calculan a continuación, el valor del coste energético en el primer escenario para todas las combinaciones posibles de precio. En la Tabla 81 se muestran los resultados obtenidos.

		Precio sistemas fotovoltaicos (€/Wp)				
		1.4	1.2	1	0.8	0.6
Precio sistema de almacenamiento (€/kWh)	140	133.35	132.61	131.88	131.14	130.40
	120	115.04	114.30	113.56	112.83	112.09
	100	96.72	95.99	95.25	94.51	93.78
	80	78.41	77.67	76.94	76.20	75.46
	60	60.10	59.36	58.62	57.89	57.15

Tabla 81. Coste energético (c€/kWh) del escenario 1 (Sistema completo).

Elaboración propia.

Cómo se puede ver, el coste energético depende principalmente del precio de las baterías. Esto es debido a que el sistema de almacenamiento supone aproximadamente el 90-95% del precio total. En la Figura 44 se representan estos resultados ofreciéndose una mejor visualización de los mismos.

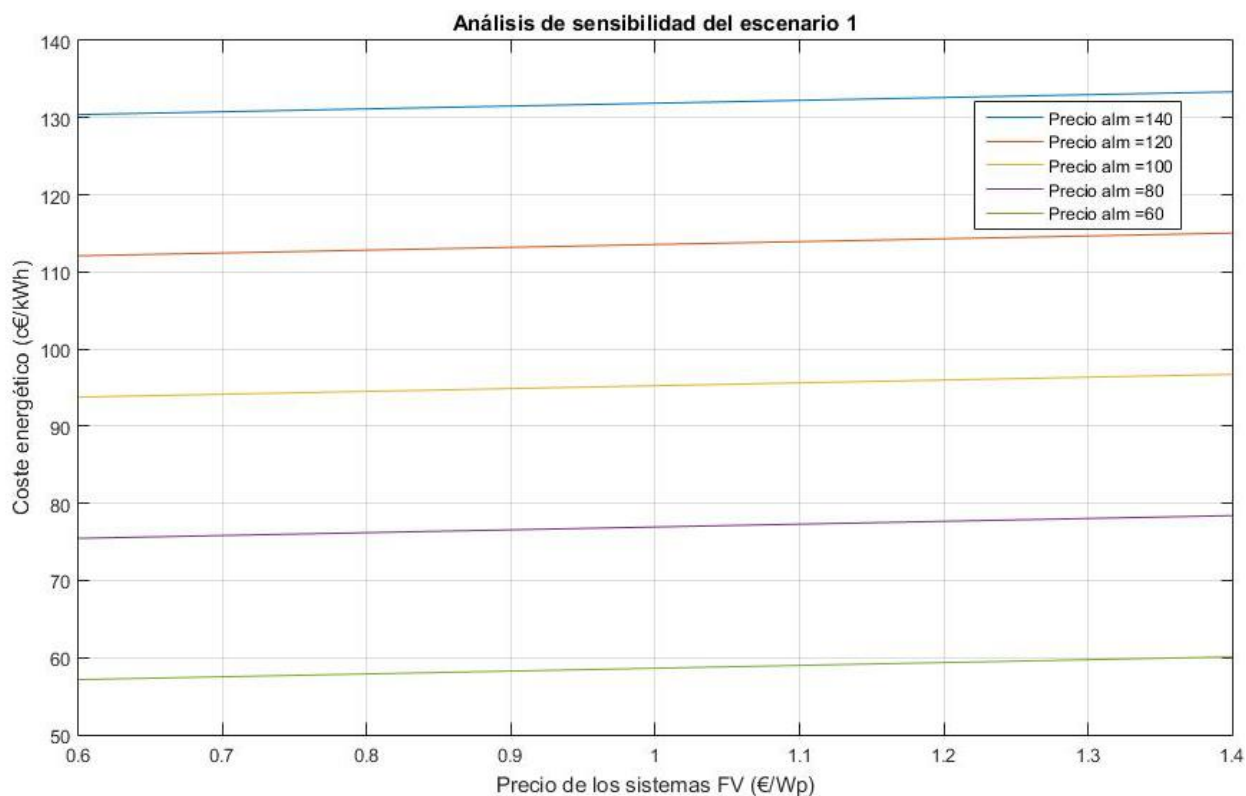


Figura 44. Análisis de sensibilidad 2D del escenario 1 (Sistema completo).

Elaboración propia.

Adicionalmente, en la Figura 45 se representa el coste energético para todos los valores de los precios dentro del rango establecido.

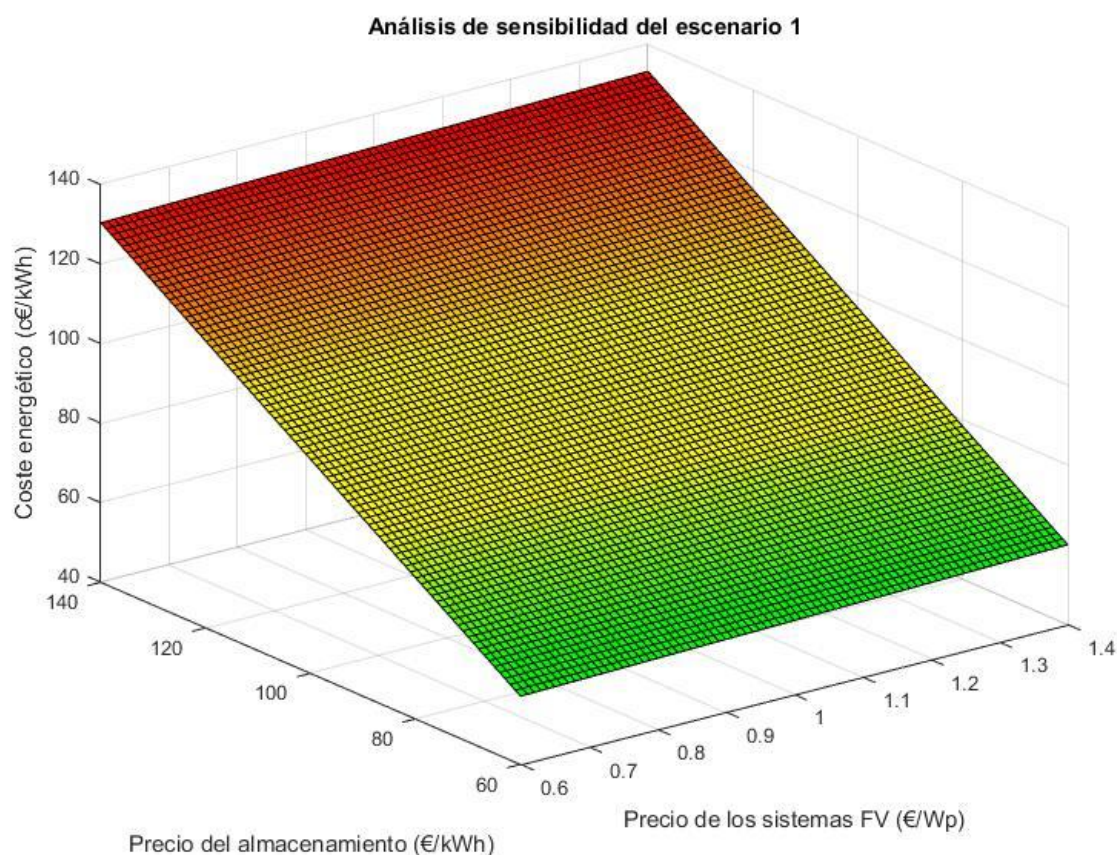


Figura 45. Análisis de sensibilidad 3D del escenario 1 (Sistema completo).

Elaboración propia.

El cálculo de las elasticidades se realiza considerando el caso base, comparando el porcentaje variacional del coste energético con el porcentaje variacional del precio de ambas tecnologías, según la siguiente fórmula:

$$e_c = \frac{\% \text{ Variación en el coste}}{\% \text{ Variación en el precio}} = \frac{\Delta C/C}{\Delta P/P}$$

De este modo, se representa en la Tabla 82 los resultados principales para el escenario 1 de las elasticidades.

	e_c
Sistemas Fotovoltaicos	0.039
Sistemas de almacenamiento	0.961

Tabla 82. Elasticidades del escenario 1.

Elaboración propia.

6.3.2 Resultados del sistema sin almacenamiento (escenario 2)

En este escenario, tal y como se ha comentado anteriormente, debido a que no existe sistema de almacenamiento, el coste energético depende exclusivamente del valor del precio de los sistemas fotovoltaicos. Estos valores vienen recogidos en la Tabla 79.

Para una mayor visualización de los resultados, se representa en la figura 46 la dependencia del coste energético con el precio de estos sistemas.

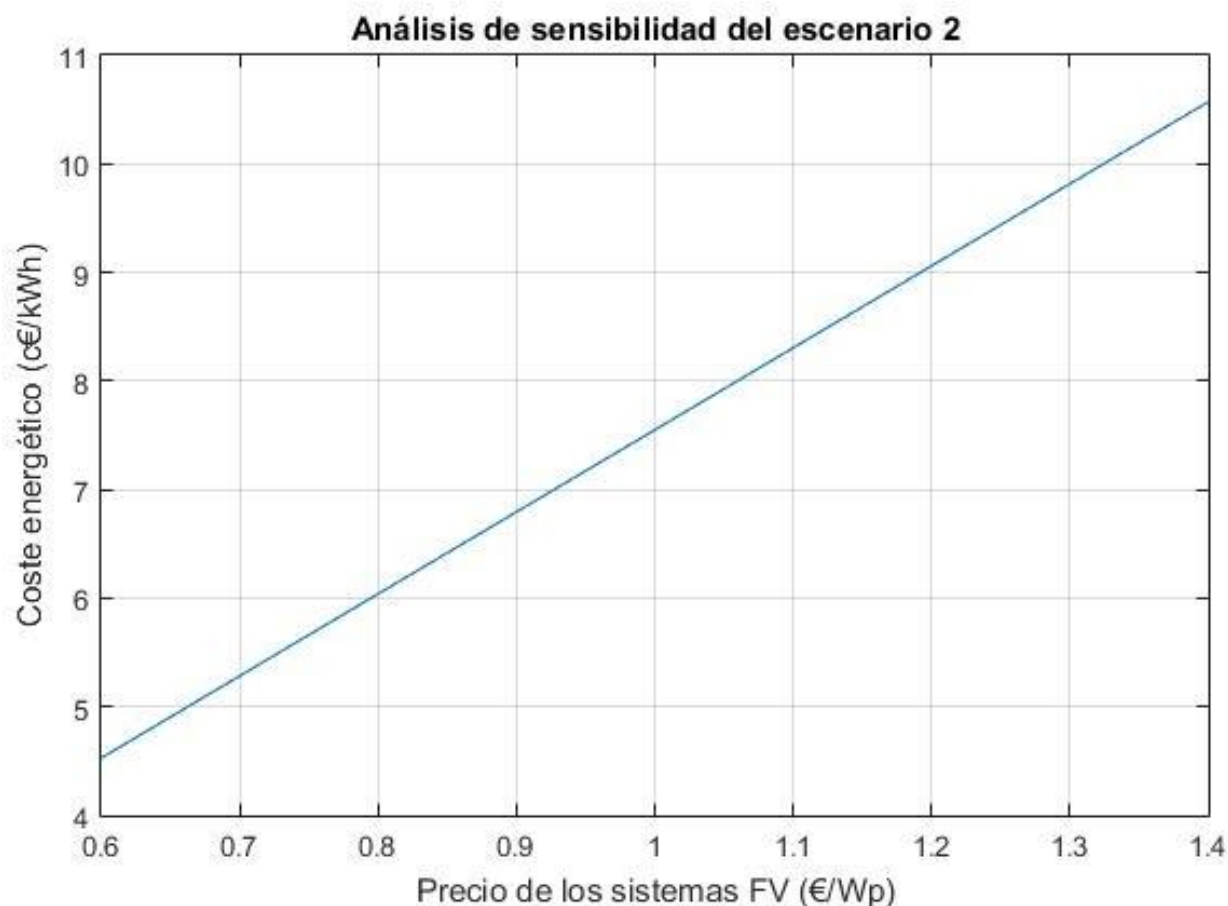


Figura 46. Análisis de sensibilidad del escenario 2 (Sin almacenamiento).

Elaboración propia.

Del mismo modo que en el apartado anterior, se representa en la Tabla 83 los resultados principales para el escenario 1 de las elasticidades.

	ϵ_c
Sistemas Fotovoltaicos	1
Sistemas de almacenamiento	0

Tabla 83. Elasticidades del escenario 2.

Elaboración propia.

6.3.3 Resultados del sistema con almacenamiento diario (escenario 3)

Del mismo modo que con el escenario 1, se realiza el cálculo del valor del coste energético para todas las combinaciones posibles de precio. En la Tabla 84 se muestran los resultados obtenidos.

		Precio sistemas fotovoltaicos (€/Wp)				
		1.4	1.2	1	0.8	0.6
Precio sistema de almacenamiento (€/kWh)	140	8.18	7.38	6.58	5.77	4.97
	120	7.81	7.01	6.21	5.41	4.61
	100	7.44	6.64	5.84	5.04	4.24
	80	7.08	6.28	5.47	4.67	3.87
	60	6.71	5.91	5.11	4.31	3.50

Tabla 84. Coste energético (c€/kWh) del escenario 3 (Almacenamiento diario).

Elaboración propia.

A la vista de los resultados se observa cómo el coste energético varía sensiblemente en función de los precios de ambos sistemas. En la Figura 47 se representa el coste energético en función del precio del almacenamiento para los diferentes valores del precio de los sistemas fotovoltaicos.

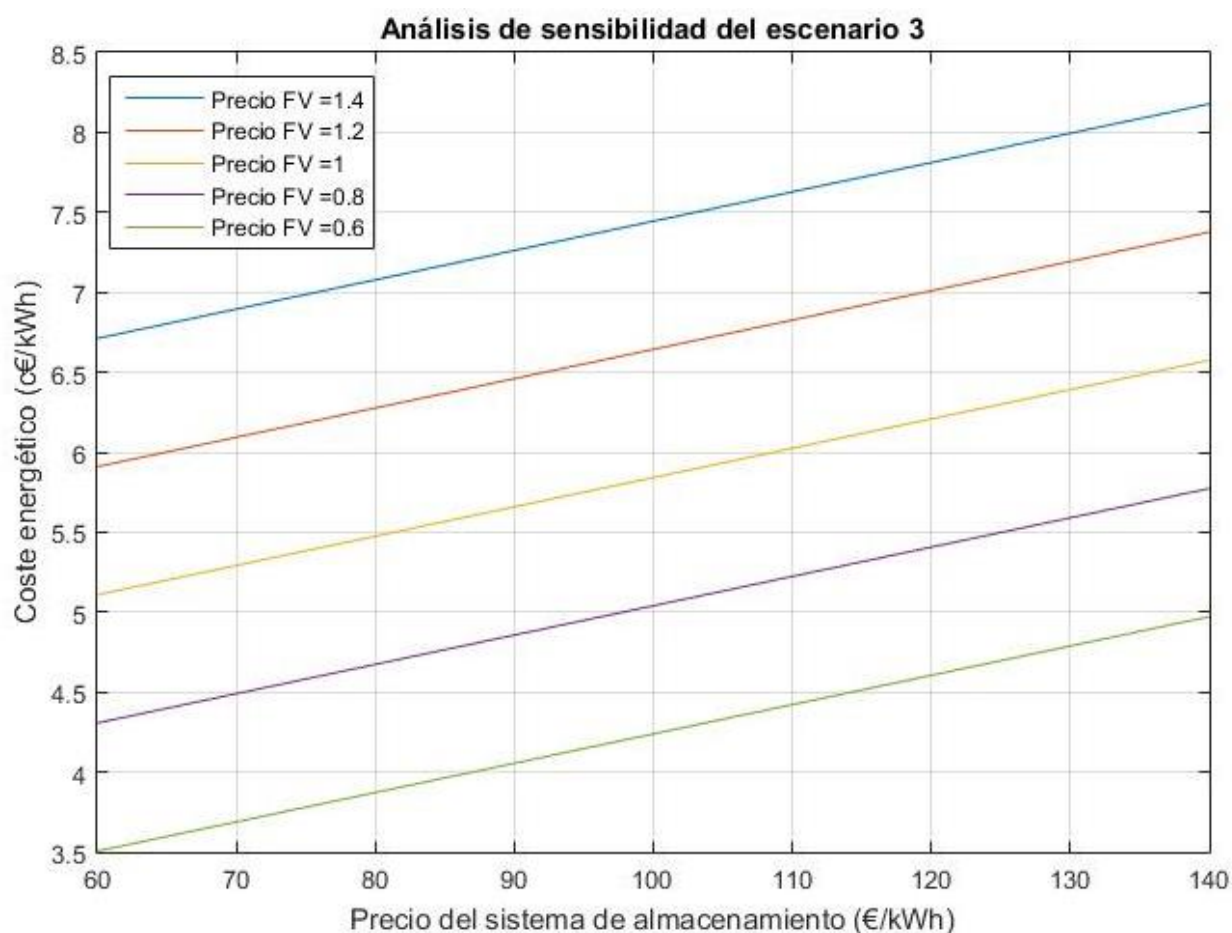


Figura 47. Análisis de sensibilidad 2D del escenario 3 (Almacenamiento diario).

Elaboración propia.

Adicionalmente, en la Figura 48 se representa el coste energético para todos los valores de los precios dentro del rango establecido.

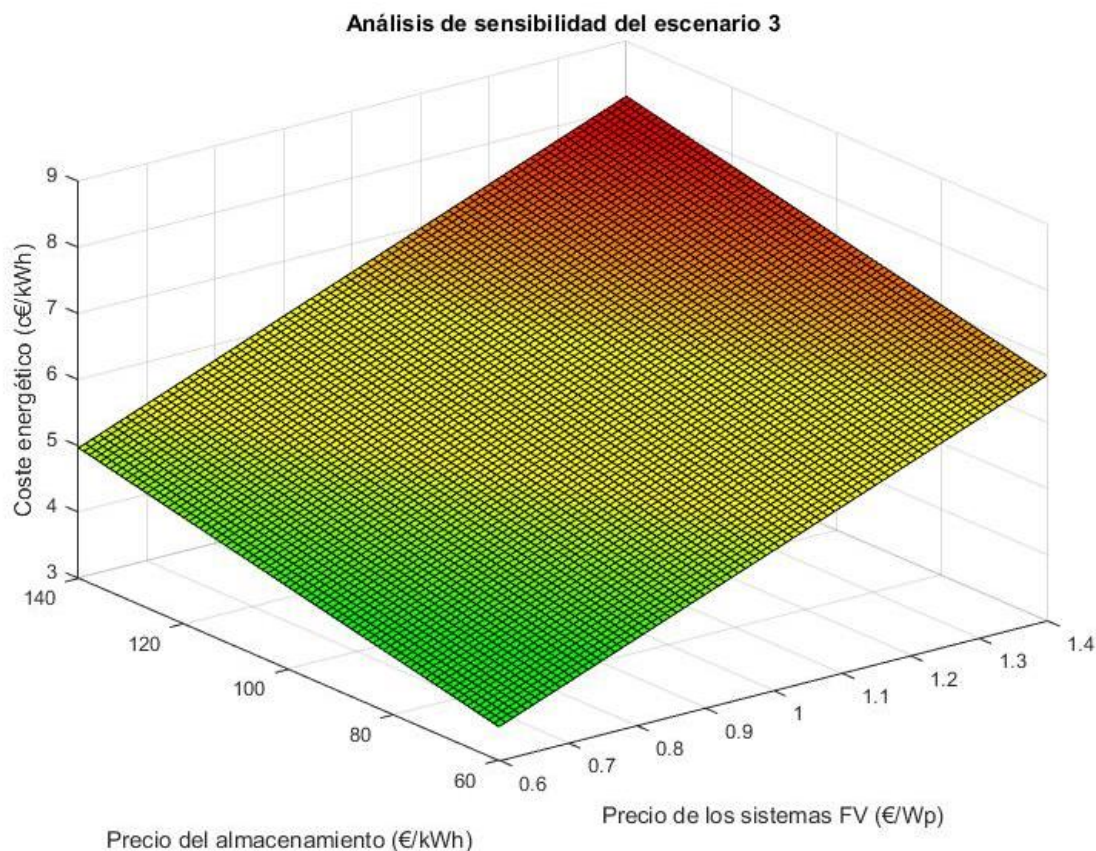


Figura 48. Análisis de sensibilidad 3D del escenario 3 (Almacenamiento diario).

Elaboración propia.

Se representa en la Tabla 85 los resultados principales para el escenario 1 de las elasticidades.

	ϵ_c
Sistemas Fotovoltaicos	0.686
Sistemas de almacenamiento	0.314

Tabla 85. Elasticidades del escenario 3.

Elaboración propia.

6.3.4 Resultados del sistema con almacenamiento diario 100% eco (escenario 4)

Del mismo modo que con los escenarios anteriores, se realiza el cálculo del valor del coste energético para todas las combinaciones posibles de precio. En la Tabla 86 se muestran los resultados obtenidos.

		Precio sistemas fotovoltaicos (€/Wp)				
		1.4	1.2	1	0.8	0.6
Precio sistema de almacenamiento (€/kWh)	140	11.49	10.27	9.05	7.84	6.62
	120	11.06	9.85	8.63	7.41	6.20
	100	10.64	9.42	8.20	6.99	5.77
	80	10.21	9.00	7.78	6.56	5.35
	60	9.79	8.57	7.36	6.14	4.92

Tabla 86 Coste energético (c€/kWh) del escenario 4 (Almacenamiento diario 100% eco).

Elaboración propia.

Al igual que en el caso anterior, se observa cómo el coste energético varía sensiblemente en función de los precios de ambos sistemas. En la Figura 49 se representa el coste energético en función del precio del almacenamiento para los diferentes valores del precio de los sistemas fotovoltaicos.

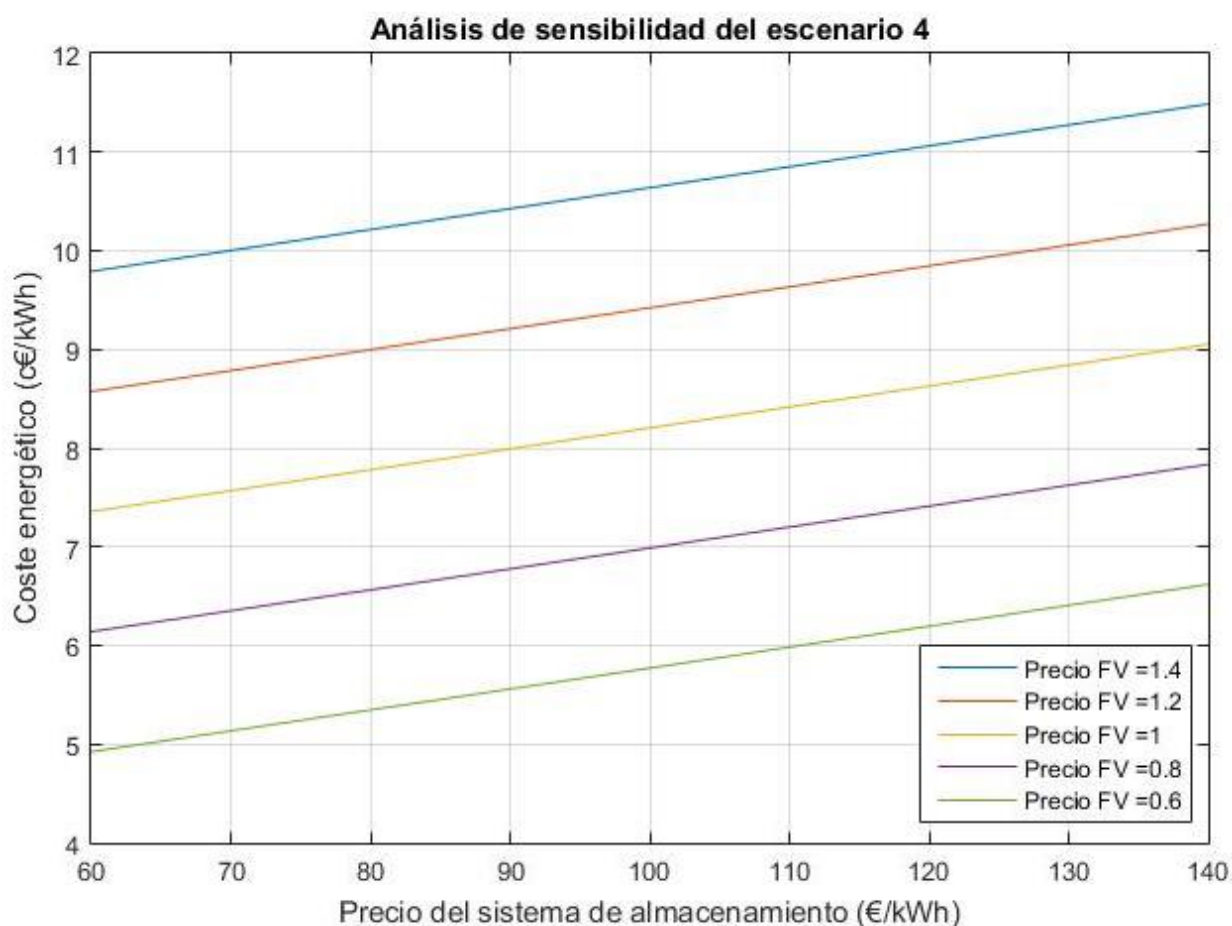


Figura 49. Análisis de sensibilidad 2D del escenario 4 (Almacenamiento diario 100% eco).

Elaboración propia.

Adicionalmente, en la Figura 50 se representa el coste energético para todos los valores de los precios dentro del rango establecido.

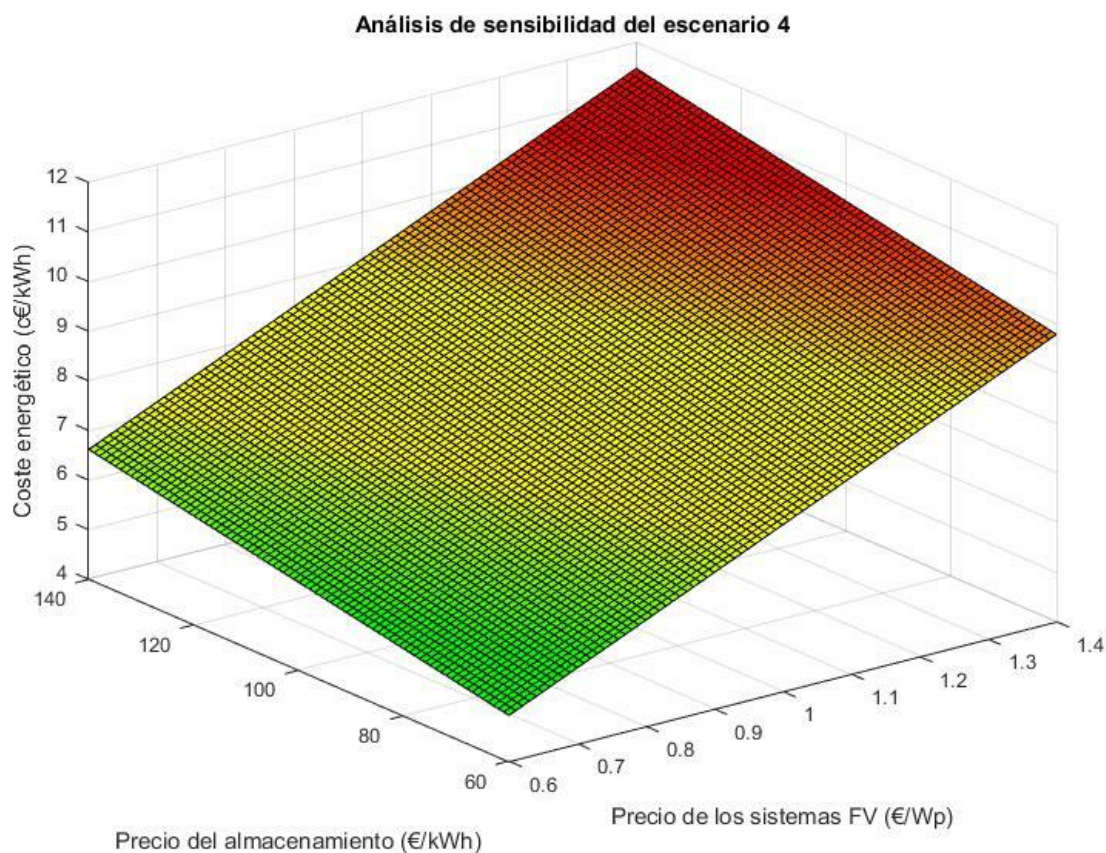


Figura 50. Análisis de sensibilidad 3D del escenario 4 (Almacenamiento diario 100% eco).

Elaboración propia.

De este modo, se representa en la Tabla 87 los resultados principales para el escenario 1 de las elasticidades.

	e_c
Sistemas Fotovoltaicos	0.742
Sistemas de almacenamiento	0.258

Tabla 87. Elasticidades del escenario 4.

Elaboración propia.

7 CONCLUSIONES

El presente proyecto tiene como principal objetivo el análisis de viabilidad y económico de un modelo de ciudad autoabastecida energéticamente mediante la evaluación de la capacidad de generación energética de la misma estableciendo una sistema de producción distribuido considerando sistemas solares fotovoltaicos y térmicos instalados en la superficie disponible en los techos de los edificios, y en el área adyacente a la ciudad si fuera necesario, y la energía producida en las plantas de tratamiento de aguas residuales que ofrecen servicios al municipio.

En el análisis económico se estima el coste que tendrá la producción energética con la tecnología del modelo desarrollado y se realiza una comparación con los costes provenientes de los sistemas centralizados de producción tradicionales actuales en el mercado.

Adicionalmente, se realiza un análisis de sensibilidad en función del precio de la tecnología utilizada y se procede al cálculo de las elasticidades.

Una consideración importante acerca del modelo desarrollado es que la metodología seguida para la evaluación del potencial energético de la ciudad se basa en información disponible en cualquier municipio y de libre y gratuito acceso, lo que permite la aplicación del mismo a cualquier ciudad.

La metodología implementada consta de tres etapas:

- Evaluación del potencial energético (solar y de tratamiento de aguas residuales).
- Estimación de la demanda de energía (eléctrica y térmica).
- Balance energético y estimación del sistema de almacenamiento necesario.

Por otro lado, se realiza la aplicación práctica del modelo desarrollado en la ciudad española de Sevilla.

Considerando la infraestructura de esta ciudad y las condiciones meteorológicas definidas por su localización, se obtiene que es posible generar suficiente energía térmica y eléctrica utilizando la superficie disponible en los techos de la ciudad para cumplir con la demanda neta de energía de la misma. Por otro lado, la energía producida en las plantas de tratamiento de agua residual no es significativa comparada con los sistemas de generación solares.

Sin embargo, existe un problema a la hora de satisfacer la demanda de la ciudad con la producción energética proveniente de los sistemas solares ya que la energía eléctrica es producida durante las horas de sol. Esto implica que para satisfacer la demanda horaria es preciso tener un sistema de almacenamiento necesario que permita utilizar la energía excedente durante las horas de producción en las horas sin producción. Adicionalmente, existe el mismo problema a escala estacional ya que en los meses finales de otoño e invierno el balance energético diario es negativo, mientras que en los meses restantes es positivo, lo que implicaría la necesidad de almacenar energía desde una época del año a la otra.

Como solución al problema de almacenamiento se propone un sistema de almacenamiento energético que permita almacenar la energía necesaria para satisfacer la demanda extra en los días más desfavorables del año. Este sistema resulta ser excesivamente grande, siendo necesaria una inversión muy elevada que situaría el coste de la energía en torno a 1€ (7 veces superior al coste actual de la tarifa residencial).

Una solución alternativa a este sistema de almacenamiento aparece cuando el sistema de almacenamiento se dimensiona para satisfacer el balance diario, almacenando la energía sobrante durante las horas de sol para utilizarlas en las horas en las que no hay producción. Esta nueva configuración permite satisfacer la demanda energética total durante los días en los que hay sobreproducción, quedando sin satisfacerse la demanda total durante los días en los que el balance diario es negativo. Aun así, la demanda total abastecida es de entorno al 92% de la total anual con un sistema de almacenamiento un 98% más pequeño. Esta solución requiere una inversión considerablemente menor que en el caso anterior, debido al alto precio de los sistemas de almacenamiento, y establece el precio energético en 5.8 c€/kWh, lo convirtiéndose así en la opción más económica.

Se considera por otro lado una solución similar a la anterior en la que se instala potencia fotovoltaica adicional para satisfacer la demanda diaria durante todo el año. De este modo se consigue una producción 100% renovable. Sin embargo, es preciso utilizar toda la superficie disponible en los techos y una superficie adicional de 6.3 km² de zona rural. Con un sistema de almacenamiento parecido al anterior se consigue un precio de mercado de 8.2c€/kWh pero, además de ser superior al caso anterior, se convierte en una solución ineficiente ya que solo se aprovecha entorno al 60% de la energía producida.

Adicionalmente se evalúa un modelo sin almacenamiento que permita satisfacer la demanda durante las horas de producción desechando la energía adicional generada. Con esta configuración se tiene un precio de mercado de 7.8c€/kWh pero solo se abastece aproximadamente el 50% de la demanda desperdiciando la misma cantidad aproximada de energía producida.

Finalmente, es necesario indicar el papel de las compañías encargadas en la transmisión y distribución de la energía eléctrica ya que en la mayoría de países están reguladas como monopolios con la obligación de servir a un coste dado, que es determinado por las normas de regulación para asegurar una recuperación en los costes de la compañía y obtener un beneficio razonable.

En el caso de particular de Sevilla, debido a la reducción de costes estimadas con la utilización de sistemas solares y baterías, es posible desarrollar un sistema eléctrico eficiente y sostenible basado principalmente en una generación renovable distribuida. Considerando que los consumidores de energía eléctrica deben continuar asumiendo los costes regulados de los sistemas de transmisión y distribución, la opción más eficiente es la segunda configuración evaluada, que proporciona el coste menor por kWh y satisface el 92% de la demanda mediante generación renovable, dejando el sistema actual de transmisión y distribución para suministrar el 8% restante de la demanda y tomar el papel de sistema auxiliar. Esto permitiría una transición ordenada hacia el modelo propuesto, dejando la posibilidad de cumplir el incremento de demanda futura debido a la electrificación del transporte y otros tipos de energía.

ANEXO A: CÓDIGOS MATLAB

Se presenta a continuación los códigos programados con MATLAB que se han utilizado a la hora de realizar los cálculos.

Código de optimización de layout.

```
%%angulosgenericos.m
clear all; clc; close all;

%Datos de elevación.
elevacion=[76,73,64,53,42,33,29,32,42,53,... %ángulo de elevación solar.
           64,72,76,73,64,53,42,33,29,32,42,53,64,72];

mes=[-6,-5,-4,-3,-2,-1,0,1,2,3,4,5,6,7,8,... %meses utilizado (desde julio
      9,10,11,12,13,14,15,16,17];           %del año anterior a mayo del
posterior).

dia=[-204,-174,-133,-102,-72,-41,-11,21,...%Día 21 de cada mes para los meses
      52,80,111,141,172,202,233,264,294,324,355,386,417,445,476,506];
      considerados.

%%Polinomio de interpolación.
PP=polyfit(dia, elevacion,23);

%Valores para todos los días del ángulo de elevación.
for j=1:365
    xx(j)=j;           %Día.
    suma=PP(length(PP));
    for i= 1:(length(PP)-1)
        suma=suma + PP(i)*xx(j)^(length(PP)-i);
    end
    yy(j)=suma; %Ángulo de elevación.
end

figure(1)
plot(dia(8:19),elevacion(8:19),'r*')
title('Elevación del sol')
grid on
hold on
plot(xx,yy)

%% Cálculo de la energía producida.
Erealmax = 0; %valor máximo.

for k=1:2000;

    ang      = 33;           %Ángulo de inclinación del panel.
    d        = 0.2+k/1000;   %Distancia de separación.
    long     = 1.558;         %Longitud del panel.
    Spanel   = 1.558*1.046;   %Superficie del panel.
    lhor     = cos(33/180*pi)*long; %Longitud de la proyección horizontal del
                                panel.
    Rend     = 0.32/Spanel;   %Eficiencia nominal (Potencia
                                nominal/Área).
    gamma2   = yy;           %Ángulos de elevación.
```

%Función que calcula la distancia de la sombra sobre el panel para cada ángulo.

```
[B , BPL] = feval(@(x) calculobcond(x,ang,d,long),gamma2);
```

```
ene      = B(1:31);
feb      = B(32:59);
mar      = B(60:90);
abr      = B(91:120);
may      = B(121:151);
jun      = B(152:181);
jul      = B(182:212);
ago      = B(213:243);
sep      = B(244:273);
oct      = B(274:304);
nov      = B(305:334);
dic      = B(335:365);
```

%Energía producida cada mes (enero-diciembre).

```
Emes     = [102, 112,142,139,151,152,162,159,139,130,106,96.7];
```

%Cálculo de paneles que se pueden instalar en la superficie considerada

```
paneles   = 1;
Locupado  = lhor;
```

```
while Locupado<10
    paneles   = paneles+1;
    Locupado  = Locupado+lhor+d;
end
```

```
paneles    = paneles-1;
Locupado   = Locupado-lhor-d;
stotal     = 9*paneles*Spanel;
pan(k)     = paneles;
```

%Superficie disponible cada día considerando la sombra.

```
for i=1:365
    if B(i)>0
        S(i)    = 9*Spanel+9*((1.558-B(i))*1.046)*(paneles-1);
    else
        S(i)    = (9*paneles)*Spanel;
    end
end
```

%Superficie disponible cada mes considerando la sombra.

```
Saprov(1)=sum(S(1:31))/stotal/31;
Saprov(2)=sum(S(32:59))/stotal/28;
Saprov(3)=sum(S(60:90))/stotal/31;
Saprov(4)=sum(S(91:120))/stotal/30;
Saprov(5)=sum(S(121:151))/stotal/31;
Saprov(6)=sum(S(152:181))/stotal/30;
Saprov(7)=sum(S(182:212))/stotal/31;
Saprov(8)=sum(S(213:243))/stotal/31;
Saprov(9)=sum(S(244:273))/stotal/30;
Saprov(10)=sum(S(274:304))/stotal/31;
Saprov(11)=sum(S(305:334))/stotal/30;
Saprov(12)=sum(S(335:365))/stotal/31;
```

```

%Resultados principales.

Sutilizada(k)    = stotal*sum(Saprov)/12; %Superficie utilizada.
Ereal(k)         = stotal*Saprov*Emes';   %Energía disponible por kWp.
separacion(k)    = d;                    %Distancia de separación.

Ettotal(k)       = Ereal(k)*Rend;         %Energía producida.

%Cálculo de distancia óptima.
if Ereal(k)>Erealmax
    dopt         = d;
    panelesopt   = paneles;
    Erealmax     = Ereal(k);
end
end

%Representación gráfica de los resultados.

figure(2)
plot(separacion,Ereal)
title('Energía eléctrica disponible en función de la separación')
grid on
xlabel('d (m)')
ylabel('Energía eléctrica (kWh)')

figure(3)
plot(separacion,Ettotal)
grid on
title('Energía eléctrica generada en una superficie 10m x 10m')
xlabel('d (m)')
ylabel('Energía eléctrica (kWh)')

function [b, bpl] = calculobcond(gamma2,ang,d,long)

    gamma2      = gamma2*pi/180;          %Angulo de elvación.

    angPanel    = ang*pi/180;             %Angulo de inclinación del panel.
    l           = long;                   %Longitud del panel.
    h           = l * sin(angPanel);       %Proyeccion vertical del panel.
    gamma1      = atan(h./d);              %Angulo de inclinación para b=0
    gam1        = gamma1/pi*180;           definido por la distancia de
                                           separación.

    a           = sqrt(h.^2+d.^2);

    b           = a * sin(gamma1-gamma2)./sin(angPanel+gamma2); %Parte del panel en
                                                                sombra.
    bpl         = b/l;                    %Porcentaje de
                                                                panel en sombra.
end

```

Código de cálculo de irradiación diaria.

```
%Irradiacion.m
clear all; close all; clc;

%% Import the data

%Se importan los valores de la irradiación diaria para los días típicos
%obtenidos de PVGIS para todas las orientaciones que han sido almacenados en
%EXCEL desde el mes de agosto del año anterior hasta el mes de mayo del año
%siguiente

[~, ~, raw0_0] = xlsread('archivo', 'hoja', 'celdas');
[~, ~, raw1_0] = xlsread('archivo', 'hoja', 'celdas');
[~, ~, raw2_0] = xlsread('archivo', 'hoja', 'celdas');
[~, ~, raw3_0] = xlsread('archivo', 'hoja', 'celdas');
raw = [raw0_0; raw1_0; raw2_0; raw3_0];

%% Create output variable

%Se asignan los valores correspondientes a cada orientación a un vector
oeste=reshape([raw1_0{:}], size(raw1_0));
sur=reshape([raw0_0{:}], size(raw0_0));
este=reshape([raw2_0{:}], size(raw2_0));
norte=reshape([raw3_0{:}], size(raw3_0));
%% Clear temporary variables
clearvars raw raw0_0 raw1_0 raw2_0 raw3_0;

%Día 15 de cada mes que se considera como el día en el que se ha tomado la
%medida de PVGIS

dia = [-138, -107, -77, -46, -16, 15, 46, 74, 105, 135, 166, 196, ...
       227, 258, 288, 319, 349, 380, 408, 439, 469, 500];

for k=1:24
    %Creación de los polinomios de cada orientación
    surP(k,:) = polyfit(dia, sur(k,:), 21);
    esteP(k,:) = polyfit(dia, este(k,:), 21);
    oesteP(k,:) = polyfit(dia, oeste(k,:), 21);
    norteP(k,:) = polyfit(dia, norte(k,:), 21);

    %Cálculo de la irradiación cada hora cada día utilizando los polinomios
    for j=1:380
        xx(j)=j;
        sumas = surP(k, (length(surP(k,:))));
        sumae = esteP(k, (length(esteP(k,:))));
        sumao = oesteP(k, (length(oesteP(k,:))));
        suman = norteP(k, (length(norteP(k,:))));
        for i= 1:(length(surP(k,:))-1)
            sumas = sumas + surP(k,i)*xx(j)^(length(surP(k,:))-i);
            sumae = sumae + esteP(k,i)*xx(j)^(length(esteP(k,:))-i);
            sumao = sumao + oesteP(k,i)*xx(j)^(length(oesteP(k,:))-i);
            suman = suman + norteP(k,i)*xx(j)^(length(norteP(k,:))-i);
        end
        ss(j) = sumas;
        ee(j) = sumae;
        oo(j) = sumao;
        nn(j) = suman;
    end
end
```

```
end
%Asignación de los valores a los días
for m=1:365
    %para evitar inestabilidades en el comienzo de la interpolación
    if m<15
        SUR(k,m)= ss(380-15+m);
        ESTE(k,m)= ee(380-15+m);
        OESTE(k,m)= oo(380-15+m);
        NORTE(k,m)=nn(380-15+m);
    else
        SUR(k,m)=ss(m);
        ESTE(k,m)=ee(m);
        OESTE(k,m)=oo(m);
        NORTE(k,m)=nn(m);
    end
end

end
```


Código de dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

```
%almacenamiento.m
clc, clear all, close all

%% Import the data
%Importamos los datos del balance horario
[~, ~, raw] = xlsread('archivo','hoja','celdas');
raw(cellfun(@(x) ~isempty(x) && isnumeric(x) && isnan(x),raw)) = {''};

%% Exclude rows with non-numeric cells
I = ~all(cellfun(@(x) (isnumeric(x) || islogical(x)) && ~isnan(x),raw),2); %
Find rows with non-numeric cells
raw(I,:) = [];

%% Create output variable
NegativosMWh = reshape([raw{:}],size(raw));

%% Clear temporary variables
clearvars raw I;
%% Cálculo del balance anual continuo
a = NegativosMWh;
b = 0;

% Cálculo del sumatorio de los resultados del balance
for i=1:length(a);
    b = b+a(i);
    c(i) = b;
end

figure (1)
plot(1:8760,c)
grid on
title('Balance energético horario (comportamiento ideal)')
ylabel('Producción-Consumo (MWh) ')
xlabel('Horas (h)')

%% Cálculo del balance anual continuo (5% de perdidas en la descarga)
bperdidas = 0;
min = 0;
max = 0;
for k=1:length(a)
    if a(k)<=0
        bperdidas = bperdidas+a(k)/0.95;
    else
        bperdidas = bperdidas+a(k);
    end
    cperdidas(k) = bperdidas;

    if cperdidas(k)<min
        min = cperdidas(k);
        kmin = k;
    elseif cperdidas(k)>max
        max = cperdidas(k);
        kmax = k;
    end
end
end
```

```
figure (2)
plot(1:8760,cperdidas)
grid on
title('Balance energético horario (con pérdidas)')
ylabel('Producción-Consumo (MWh) ')
xlabel('Horas (h) ')

%Valor del tamaño del sistema
Battery=max-min;
```

ANEXO B FACTOR DE UTILIZACIÓN Y ORIENTACIONES (MUESTRAS)

En el presente anexo se muestran las imágenes correspondientes a todas las muestras utilizadas en la evaluación del factor de disponibilidad de la superficie bruta de los techos planos (Tipo 1) y la orientación de los techos inclinados (Tipo 2 y Tipo 3).

Factor de disponibilidad.

Muestra 3:



Figura 51. Factor de disponibilidad (Muestra 3).

Elaboración propia.

Muestra 4:

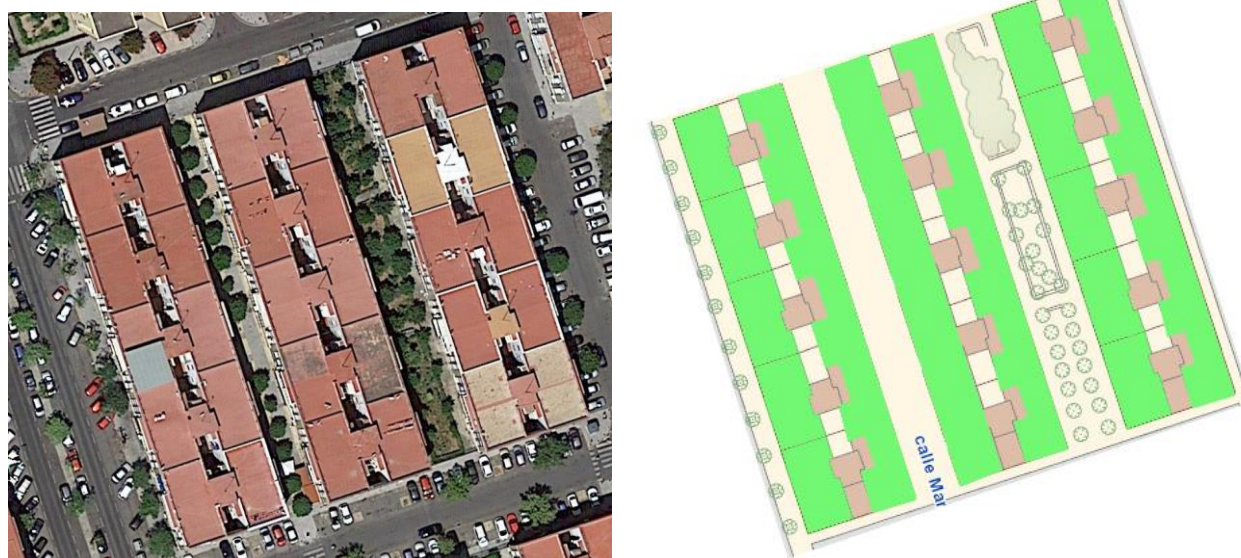


Figura 52. Factor de disponibilidad (Muestra 4).

Elaboración propia.

Muestra 5:

Figura 53. Factor de disponibilidad (Muestra 5).

Elaboración propia.

Muestra 6:

Figura 54. Factor de disponibilidad (Muestra 6).

Elaboración propia.

Muestra 7:



Figura 55. Factor de disponibilidad (Muestra 7).

Elaboración propia.

Muestra 8:

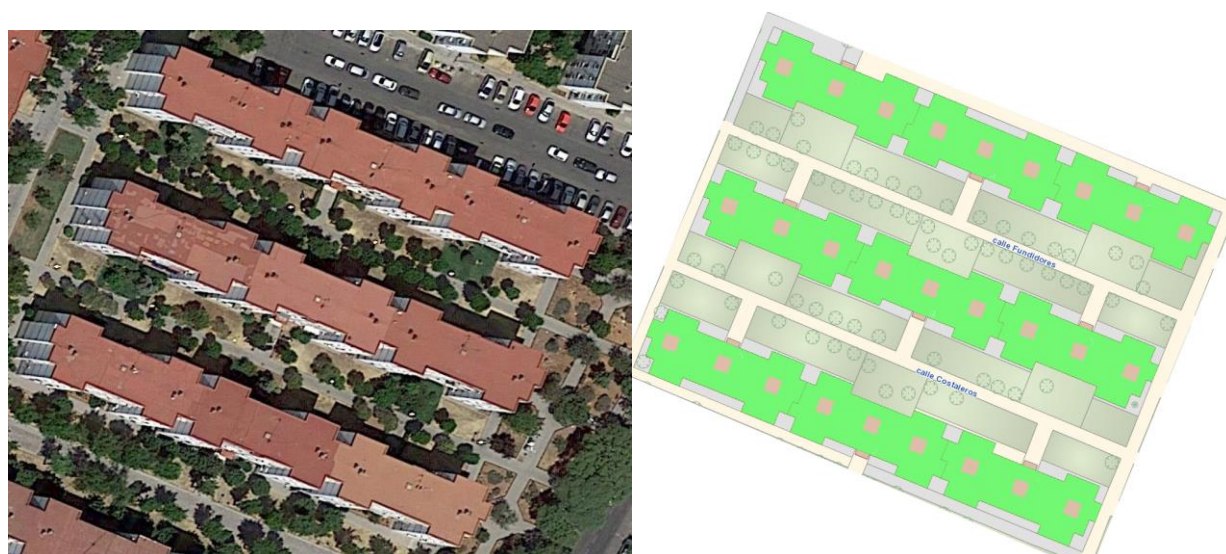


Figura 56. Factor de disponibilidad (Muestra 8).

Elaboración propia.

Orientaciones (Tipo 2).

Muestra 3:



Figura 57. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 3).

Elaboración propia

Muestra 4:

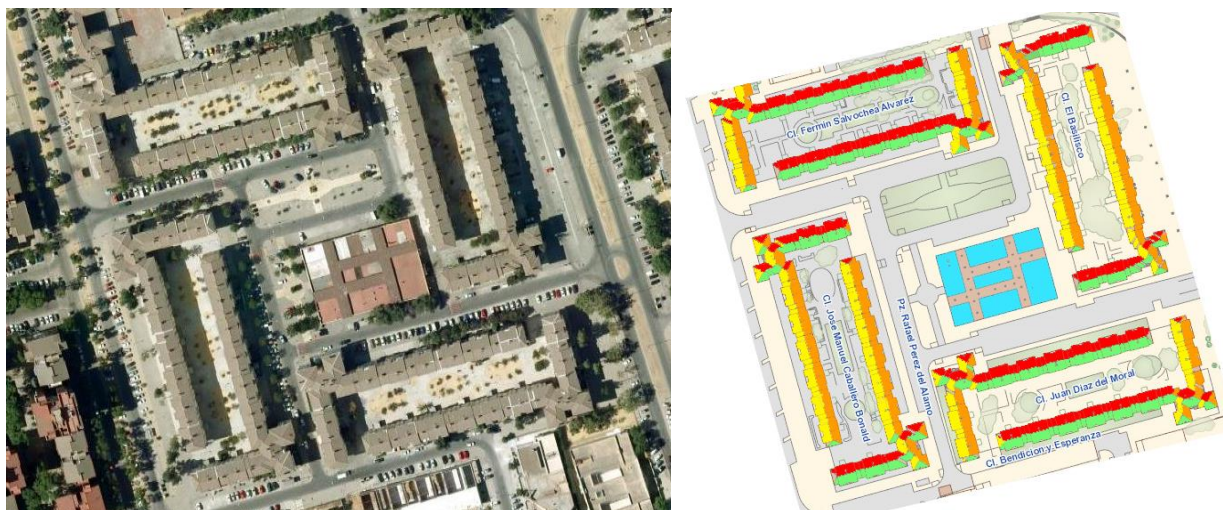


Figura 58. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 4).

Elaboración propia.

Muestra 5:

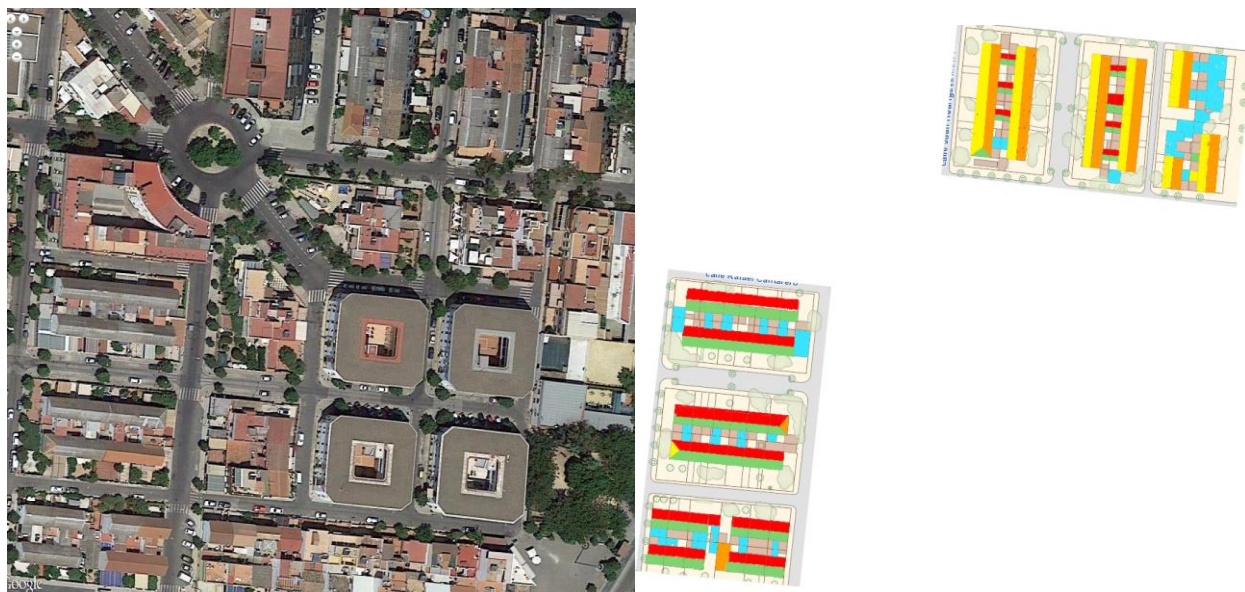


Figura 59. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 5).

Elaboración propia.

Muestra 6:

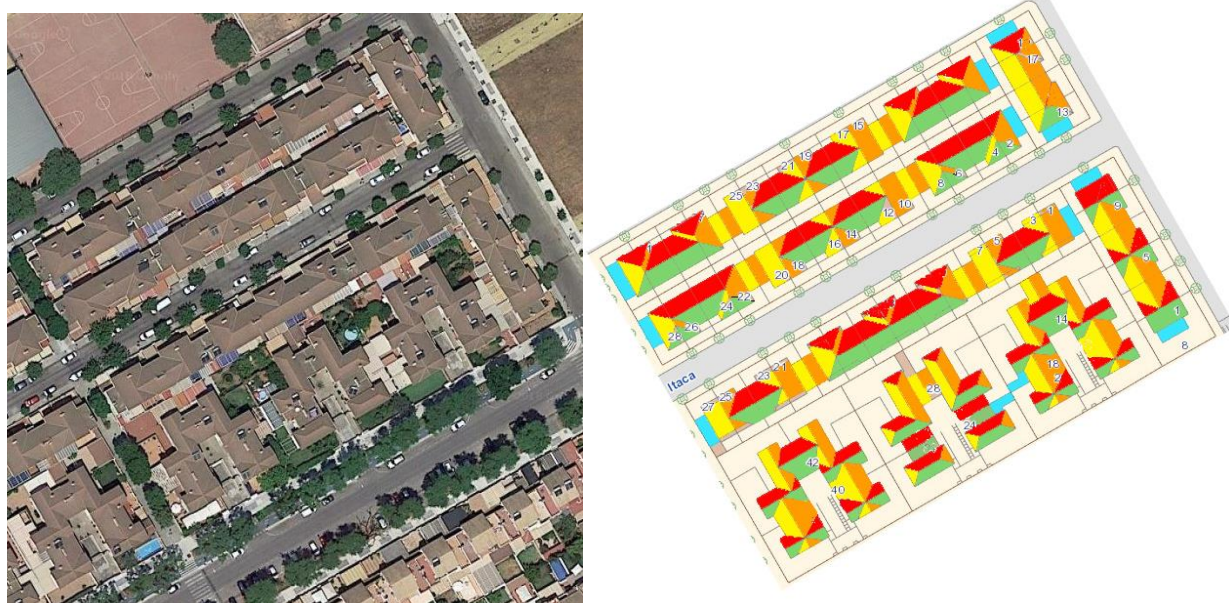


Figura 60. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 6).

Elaboración propia.

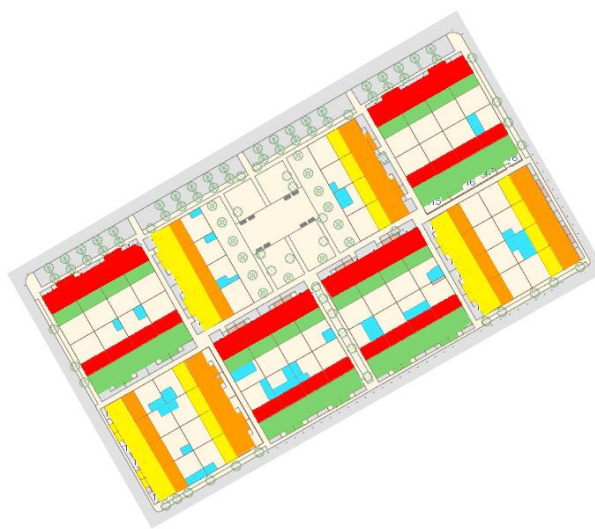
Muestra 7:

Figura 61. Orientaciones edificios Tipo 2 (Muestra 7).

Elaboración propia.

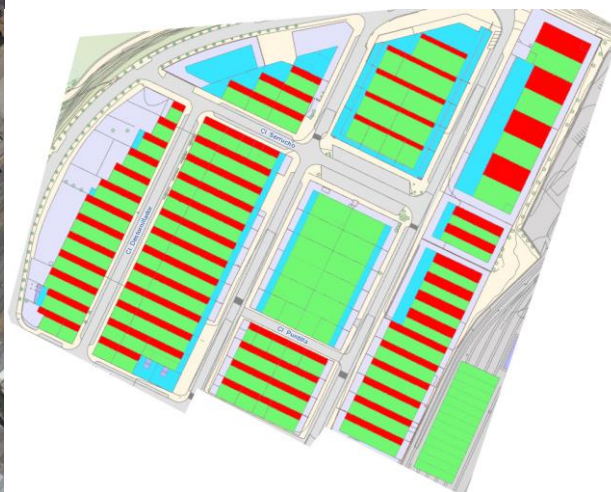
Orientaciones (Tipo 3).**Muestra 3:**

Figura 62. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 3).

Elaboración propia.

Muestra 4:



Figura 63. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 4).

Elaboración propia.

Muestra 5:

Figura 64. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 5).

Elaboración propia.

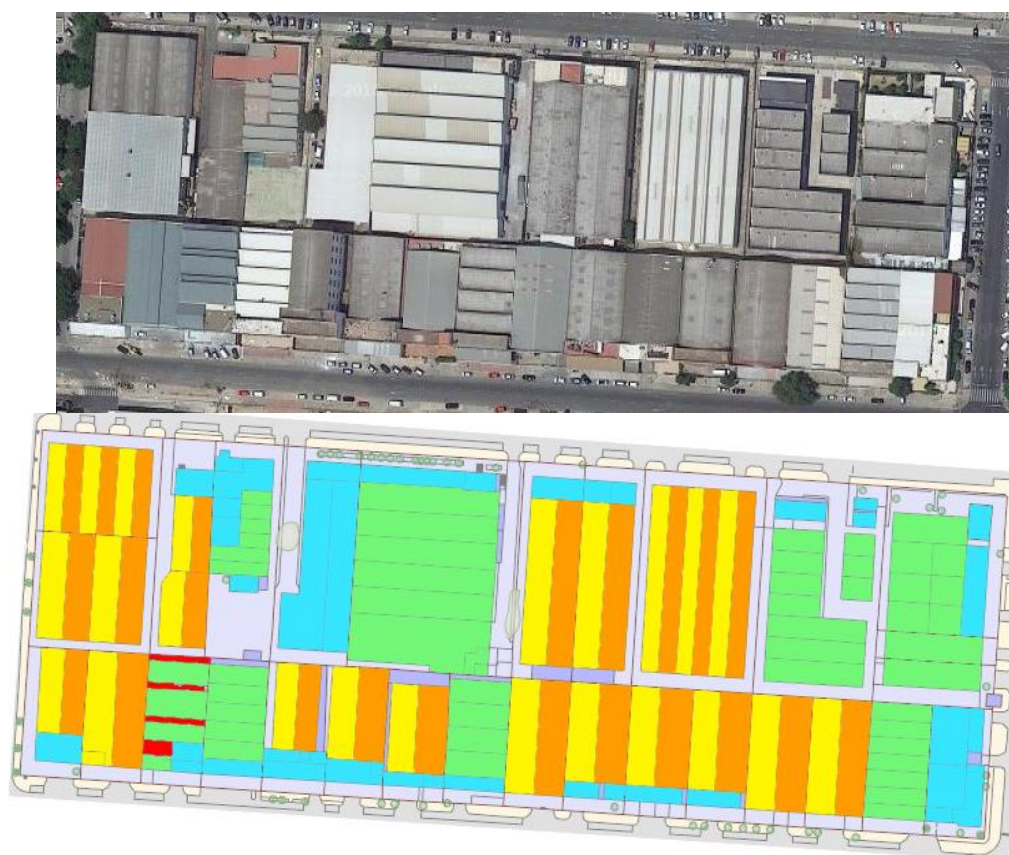
Muestra 6:

Figura 65. Orientaciones edificios Tipo 3 (Muestra 6).

Elaboración propia.

ANEXO C: IRRADIACIÓN SOLAR, TEMPERATURA Y ENERGÍA POR kW_p

Energía horaria producida por kW_p.

Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (ESTE)													
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6-7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
7-8	0.0	0.0	0.0	33.3	133.0	204.6	181.7	81.7	0.0	0.0	0.0	0.0	
8-9	0.0	0.0	156.2	269.3	343.8	391.8	386.7	332.0	197.9	40.8	0.0	0.0	
9-10	117.4	238.7	366.9	416.0	478.6	525.3	534.3	490.3	377.6	285.3	148.5	76.6	
10-11	266.0	363.5	468.6	503.3	561.2	609.4	628.2	587.6	482.0	400.2	301.4	240.7	
11-12	321.6	418.6	511.8	540.5	596.2	645.0	670.0	630.1	529.3	451.4	354.0	295.2	
12-13	328.9	422.2	507.9	534.8	588.8	636.4	662.7	623.0	527.0	452.2	358.3	302.7	
13-14	297.8	383.5	465.3	492.9	545.0	588.8	612.2	571.8	482.3	411.4	323.0	272.9	
14-15	236.3	311.0	391.7	422.0	471.6	509.0	525.3	484.9	403.8	337.3	256.8	214.5	
15-16	152.8	213.3	294.3	328.7	375.2	404.4	410.2	370.2	299.4	238.1	167.8	134.5	
16-17	75.1	107.4	181.3	275.9	264.0	283.5	277.9	238.3	179.5	124.4	76.1	64.4	
17-18	54.1	69.6	107.8	116.3	146.6	157.0	140.9	102.2	83.7	77.8	56.0	47.6	
18-19	26.5	43.1	82.1	88.0	88.7	80.2	64.2	65.8	64.8	52.3	30.4	18.7	
19-20	0.0	26.3	38.9	56.9	69.6	62.6	50.3	45.1	34.9	12.8	0.0	0.0	
20-21	0.0	0.0	0.0	12.8	33.6	35.3	26.4	15.3	2.8	0.0	0.0	0.0	
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTAL Wh	58,165.4	72,722.1	110,755.4	122,725.7	145,570.1	154,112.4	160,370.1	143,787.4	109,951.1	89,402.5	62,168.2	51,705.1	1,281,435.4

Tabla 88 Distribución horaria de energía producida en Wh por kW_p para un día típico de cada mes (ESTE).

Elaboración propia basada en [48].

Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (OESTE)													
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6-7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
7-8	0.0	0.0	0.0	7.8	29.1	35.3	26.4	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
8-9	0.0	0.0	34.0	56.9	69.6	62.6	50.3	45.1	34.9	7.7	0.0	0.0	
9-10	23.1	43.1	82.1	88.0	88.7	80.2	64.2	65.8	64.8	52.3	25.8	14.4	
10-11	54.1	69.6	107.8	116.3	146.6	157.0	140.9	102.2	83.7	77.8	56.0	47.6	
11-12	75.1	107.4	181.3	220.3	264.0	283.5	277.9	238.3	179.5	124.4	76.1	64.4	
12-13	152.8	213.3	294.3	328.7	375.2	404.4	410.2	370.2	299.4	238.1	167.8	134.5	
13-14	236.3	311.0	391.7	422.0	471.6	509.0	525.3	484.9	403.8	337.3	256.8	214.5	
14-15	297.8	383.5	465.3	492.9	545.0	588.8	612.2	571.8	482.3	411.4	323.0	272.9	
15-16	328.9	422.2	507.9	534.8	588.8	636.4	662.7	623.0	527.0	452.2	358.3	302.7	
16-17	321.6	418.6	511.8	542.7	596.2	645.0	670.0	630.1	529.3	451.4	354.0	295.2	
17-18	266.0	363.5	468.6	503.3	561.2	609.4	628.2	587.6	482.0	400.2	301.4	240.7	
18-19	120.8	238.7	366.9	416.0	478.6	525.3	534.3	490.3	377.6	285.3	172.6	97.2	
19-20	0.0	26.3	161.1	269.3	343.8	391.8	386.7	332.0	197.9	65.5	0.0	0.0	
20-21	0.0	0.0	0.0	51.2	137.5	204.6	181.7	84.9	2.8	0.0	0.0	0.0	
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTAL Wh	58,165.4	72,722.1	110,755.4	121,512.1	145,570.1	154,112.4	160,370.1	143,787.4	109,951.1	90,009.5	62,750.4	52,210.3	1,281,916.1

Tabla 89. Distribución horaria de energía producida en Wh por kW_p para un día típico de cada mes (OESTE).

Elaboración propia basada en [48].

Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (NORTE)													
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6-7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
7-8	0.0	0.0	0.0	12.9	74.4	125.3	93.1	33.5	0.0	0.0	0.0	0.0	
8-9	0.0	0.0	32.1	111.1	190.9	233.7	214.5	141.6	49.0	6.0	0.0	0.0	
9-10	17.9	31.1	93.9	186.4	273.1	318.5	304.0	224.3	112.3	38.5	18.0	11.0	
10-11	42.0	47.3	147.1	246.4	337.3	385.6	376.3	292.3	168.4	63.2	39.0	35.9	
11-12	55.8	60.7	187.9	290.8	384.3	435.9	432.0	344.8	212.4	95.4	50.4	49.1	
12-13	63.6	80.9	214.8	319.8	415.0	469.5	469.8	380.4	243.1	118.3	53.1	56.7	
13-14	67.1	91.8	228.7	334.6	431.1	487.0	489.9	399.5	258.9	130.5	48.4	59.8	
14-15	67.1	92.8	229.7	335.9	432.2	488.6	491.5	400.9	260.4	131.5	49.3	59.8	
15-16	63.6	83.5	218.3	323.5	419.1	473.7	474.5	385.0	246.8	121.2	50.1	56.7	
16-17	55.8	64.7	193.0	311.9	390.2	442.3	439.0	351.7	218.4	99.9	50.4	49.1	
17-18	42.0	45.8	153.6	253.5	344.7	393.9	385.2	300.9	175.5	68.5	39.0	35.9	
18-19	20.5	31.1	100.2	193.8	281.3	327.2	313.2	233.5	119.3	37.8	21.2	14.2	
19-20	0.0	3.8	38.7	116.8	198.0	241.6	222.8	149.0	53.5	10.0	0.0	0.0	
20-21	0.0	0.0	0.0	22.0	87.4	130.2	106.9	38.9	2.7	0.0	0.0	0.0	
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTAL Wh	15,352.3	17,743.9	56,973.0	91,786.9	132,030.6	148,912.4	149,254.2	113,971.5	63,622.1	28,543.8	12,566.0	13,278.0	844,034.6

Tabla 90 Distribución horaria de energía producida en Wh por kWp para un día típico de cada mes (NORTE).

Elaboración propia basada en [48]

Irradiación global solar.

Irradiancia global en superficie plana y orientada al sur (W/m ²)												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7:07	0	0	0	0	0	33	23	0	0	0	0	0
7:22	0	0	0	0	40	45	33	0	0	0	0	0
7:37	0	0	0	0	54	56	43	29	0	0	0	0
7:52	0	0	0	43	68	66	52	40	0	0	0	0
8:07	0	0	0	68	92	92	79	65	34	0	0	0
8:22	0	0	62	107	134	137	125	110	72	0	0	0
8:37	0	0	114	150	179	184	175	160	116	0	0	0
8:52	0	0	164	197	226	234	228	214	165	100	0	0
9:07	0	116	216	244	274	285	283	270	217	160	0	0
9:22	95	176	268	293	323	337	338	327	271	214	126	0
9:37	148	229	320	341	371	388	394	384	325	268	189	126
9:52	207	281	371	388	418	439	450	441	378	321	240	188
10:07	255	331	420	433	464	489	504	497	431	373	290	236
10:22	301	380	467	477	509	537	557	551	481	423	337	282
10:37	345	426	511	519	551	582	608	602	530	471	382	325
10:52	386	470	553	558	591	626	656	652	576	516	425	366
11:07	424	512	592	595	629	667	702	698	620	558	464	404
11:22	459	550	628	630	664	706	745	742	661	598	501	438
11:37	492	585	661	661	697	741	785	782	698	634	535	470
11:52	521	617	691	690	726	773	821	819	732	667	565	499
12:07	548	646	717	715	752	802	854	852	763	696	592	525
12:22	571	671	741	738	776	828	883	881	790	722	616	548
12:37	591	693	761	757	796	850	908	906	813	745	637	567
12:52	607	711	777	773	812	869	929	927	832	763	654	583
13:07	621	725	791	786	826	884	946	944	848	778	668	596
13:22	631	736	801	796	836	895	959	957	860	790	679	606
13:37	637	744	808	802	843	902	967	965	868	797	686	613
13:52	641	747	811	806	846	906	971	970	872	801	689	616
14:07	641	747	811	806	846	906	971	970	872	801	689	616
14:22	637	744	808	802	843	902	967	965	868	797	686	613
14:37	631	736	801	796	836	895	959	957	860	790	679	606
14:52	621	725	791	786	826	884	946	944	848	778	668	596
15:07	607	711	777	773	812	869	929	927	832	763	654	583
15:22	591	693	761	757	796	850	908	906	813	745	637	567
15:37	571	671	741	738	776	828	883	881	790	722	616	548
15:52	548	646	717	715	752	802	854	852	763	696	592	525
16:07	521	617	691	690	726	773	821	819	732	667	565	499
16:22	492	585	661	661	697	741	785	782	698	634	535	470
16:37	459	550	628	630	664	706	745	742	661	598	501	438
16:52	424	512	592	595	629	667	702	698	620	558	464	404
17:07	386	470	553	558	591	626	656	652	576	516	425	366
17:22	345	426	511	519	551	582	608	602	530	471	382	325
17:37	301	380	467	477	509	537	557	551	481	423	337	282
17:52	255	331	420	433	464	489	504	497	431	373	290	236
18:07	207	281	371	388	418	439	450	441	378	321	240	188
18:22	148	229	320	341	371	388	394	384	325	268	189	126
18:37	30	176	268	293	323	337	338	327	271	214	126	75
18:52	18	116	216	244	274	285	283	270	217	160	25	0
19:07	0	28	164	197	226	234	228	214	165	100	0	0
19:22	0	0	114	150	179	184	175	160	116	28	0	0
19:37	0	0	62	107	134	137	125	110	72	0	0	0
19:52	0	0	26	68	92	92	79	65	34	0	0	0
20:07	0	0	0	43	68	66	52	40	16	0	0	0
20:22	0	0	0	27	54	56	43	29	0	0	0	0
20:37	0	0	0	0	40	45	33	18	0	0	0	0
20:52	0	0	0	0	25	33	23	0	0	0	0	0
21:07	0	0	0	0	0	21	12	0	0	0	0	0

Tabla 91. Irradiancia global en superficie plana y orientada al sur (W/m²).

Elaboración propia.

Irradiancia global en superficie orientada al este (W/m ²)												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7:07	0	0	0	0	0	168	131	0	0	0	0	0
7:22	0	0	0	0	163	259	220	0	0	0	0	0
7:37	0	0	0	0	253	334	309	183	0	0	0	0
7:52	0	0	0	183	325	405	387	288	0	0	0	0
8:07	0	0	0	273	392	471	460	371	146	0	0	0
8:22	0	0	186	342	453	532	528	447	247	0	0	0
8:37	0	0	290	404	510	589	591	516	324	0	0	0
8:52	0	0	359	459	561	641	649	579	394	223	0	0
9:07	0	138	419	509	608	688	702	635	455	306	0	0
9:22	144	219	471	554	650	732	750	686	509	368	202	0
9:37	210	292	516	593	688	770	794	732	557	420	273	172
9:52	267	347	555	627	721	804	832	772	599	465	321	237
10:07	307	393	589	657	749	834	866	807	635	503	360	277
10:22	341	432	617	682	774	860	895	837	666	536	393	310
10:37	368	465	640	703	794	881	919	861	692	563	420	338
10:52	391	493	659	720	810	898	939	881	713	585	442	360
11:07	409	515	673	732	822	910	954	897	730	602	459	378
11:22	422	533	683	741	830	919	964	907	741	615	472	391
11:37	432	546	689	746	835	923	970	913	749	623	481	401
11:52	438	555	691	747	835	924	972	914	752	627	485	406
12:07	440	560	690	745	833	921	969	912	751	627	487	409
12:22	439	561	684	740	826	914	962	905	746	623	484	408
12:37	434	558	676	731	817	903	951	894	737	616	479	403
12:52	427	552	665	719	805	889	936	879	725	605	470	396
13:07	416	542	650	705	789	872	918	860	709	591	458	386
13:22	403	529	633	687	771	852	896	838	690	574	443	373
13:37	387	513	613	668	750	829	871	813	667	553	425	358
13:52	369	495	591	645	727	803	842	784	642	530	405	340
14:07	348	473	566	621	701	774	811	753	615	505	383	321
14:22	326	449	539	594	673	743	776	718	584	477	358	299
14:37	301	423	510	566	643	710	739	681	551	447	332	275
14:52	275	394	479	535	611	674	700	642	517	414	303	250
15:07	247	364	446	503	577	637	658	600	480	380	273	223
15:22	218	331	412	469	542	597	614	557	441	345	242	195
15:37	187	298	376	434	505	557	569	511	401	307	209	165
15:52	156	263	339	398	467	514	522	465	359	269	175	135
16:07	124	226	301	360	428	471	474	417	317	230	141	105
16:22	92	190	262	322	388	427	425	368	274	190	106	74
16:37	93	152	223	283	348	382	376	319	230	150	71	85
16:52	88	115	183	244	307	336	326	269	187	110	90	80
17:07	82	106	143	205	265	291	276	219	143	116	85	74
17:22	76	101	152	166	224	246	227	171	101	110	79	68
17:37	68	95	145	127	184	201	178	123	116	103	72	60
17:52	60	88	136	140	144	157	131	76	110	96	64	52
18:07	51	81	127	133	105	115	86	103	103	87	56	43
18:22	41	72	116	126	137	120	100	98	96	77	46	34
18:37	30	62	105	117	130	114	95	92	87	67	36	23
18:52	18	52	91	107	122	108	89	86	78	55	25	0
19:07	0	40	77	97	113	101	83	78	67	42	0	0
19:22	0	0	61	85	103	94	77	70	56	28	0	0
19:37	0	0	44	72	92	86	69	61	43	0	0	0
19:52	0	0	26	58	80	76	61	51	30	0	0	0
20:07	0	0	0	43	68	67	52	41	16	0	0	0
20:22	0	0	0	27	54	56	43	29	0	0	0	0
20:37	0	0	0	0	40	45	34	18	0	0	0	0
20:52	0	0	0	0	25	33	23	0	0	0	0	0
21:07	0	0	0	0	0	21	12	0	0	0	0	0

Tabla 92. Irradiancia global en superficie orientada al este (W/m²).

Elaboración propia.

Irradiancia global en superficie orientada al oeste (W/m ²)												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7:07	0	0	0	0	0	33	23	0	0	0	0	0
7:22	0	0	0	0	40	45	34	0	0	0	0	0
7:37	0	0	0	0	54	56	43	29	0	0	0	0
7:52	0	0	0	43	68	67	52	41	0	0	0	0
8:07	0	0	0	58	80	76	61	51	30	0	0	0
8:22	0	0	44	72	92	86	69	61	43	0	0	0
8:37	0	0	61	85	103	94	77	70	56	0	0	0
8:52	0	0	77	97	113	101	83	78	67	42	0	0
9:07	0	40	91	107	122	108	89	86	78	55	0	0
9:22	30	52	105	117	130	114	95	92	87	67	36	0
9:37	41	62	116	126	137	120	100	98	96	77	46	34
9:52	51	72	127	133	105	115	86	103	103	87	56	43
10:07	60	81	136	140	144	157	131	76	110	96	64	52
10:22	68	88	145	127	184	201	178	123	116	103	72	60
10:37	76	95	152	166	224	246	227	171	101	110	79	68
10:52	82	101	143	205	265	291	276	219	143	116	85	74
11:07	88	106	183	244	307	336	326	269	187	110	90	80
11:22	93	115	223	283	348	382	376	319	230	150	71	85
11:37	92	152	262	322	388	427	425	368	274	190	106	74
11:52	124	190	301	360	428	471	474	417	317	230	141	105
12:07	156	226	339	398	467	514	522	465	359	269	175	135
12:22	187	263	376	434	505	557	569	511	401	307	209	165
12:37	218	298	412	469	542	597	614	557	441	345	242	195
12:52	247	331	446	503	577	637	658	600	480	380	273	223
13:07	275	364	479	535	611	674	700	642	517	414	303	250
13:22	301	394	510	566	643	710	739	681	551	447	332	275
13:37	326	423	539	594	673	743	776	718	584	477	358	299
13:52	348	449	566	621	701	774	811	753	615	505	383	321
14:07	369	473	591	645	727	803	842	784	642	530	405	340
14:22	387	495	613	668	750	829	871	813	667	553	425	358
14:37	403	513	633	687	771	852	896	838	690	574	443	373
14:52	416	529	650	705	789	872	918	860	709	591	458	386
15:07	427	542	665	719	805	889	936	879	725	605	470	396
15:22	434	552	676	731	817	903	951	894	737	616	479	403
15:37	439	558	684	740	826	914	962	905	746	623	484	408
15:52	440	561	690	745	833	921	969	912	751	627	487	409
16:07	438	560	691	747	835	924	972	914	752	627	485	406
16:22	432	555	689	746	835	923	970	913	749	623	481	401
16:37	422	546	683	741	830	919	964	907	741	615	472	391
16:52	409	533	673	732	822	910	954	897	730	602	459	378
17:07	391	515	659	720	810	898	939	881	713	585	442	360
17:22	368	493	640	703	794	881	919	861	692	563	420	338
17:37	341	465	617	682	774	860	895	837	666	536	393	310
17:52	307	432	589	657	749	834	866	807	635	503	360	277
18:07	267	393	555	627	721	804	832	772	599	465	321	237
18:22	210	347	516	593	688	770	794	732	557	420	273	172
18:37	144	292	471	554	650	732	750	686	509	368	202	110
18:52	18	219	419	509	608	688	702	635	455	306	129	0
19:07	0	138	359	459	561	641	649	579	394	223	0	0
19:22	0	0	290	404	510	589	591	516	324	135	0	0
19:37	0	0	186	342	453	532	528	447	247	0	0	0
19:52	0	0	26	273	392	471	460	371	146	0	0	0
20:07	0	0	0	183	325	405	387	288	16	0	0	0
20:22	0	0	0	98	253	334	309	183	0	0	0	0
20:37	0	0	0	0	163	259	220	18	0	0	0	0
20:52	0	0	0	0	25	168	131	0	0	0	0	0
21:07	0	0	0	0	0	21	12	0	0	0	0	0

Tabla 93. Irradiancia global en superficie orientada al oeste (W/m²).

Elaboración propia.

Irradiancia global en superficie orientada al norte (W/m ²)												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7:07	0	0	0	0	0	102	23	0	0	0	0	0
7:22	0	0	0	0	89	154	118	0	0	0	0	0
7:37	0	0	0	0	136	196	167	73	0	0	0	0
7:52	0	0	0	70	174	234	207	116	0	0	0	0
8:07	0	0	0	107	209	271	245	151	36	0	0	0
8:22	0	0	44	137	241	305	280	185	61	0	0	0
8:37	0	0	61	165	272	337	314	217	84	0	0	0
8:52	0	0	83	192	302	367	347	247	108	42	0	0
9:07	0	41	105	217	329	396	378	276	132	55	0	0
9:22	30	52	127	241	355	424	407	304	155	67	36	0
9:37	41	63	149	264	379	450	435	331	177	77	46	34
9:52	51	73	169	286	402	474	461	356	199	71	56	44
10:07	60	81	189	306	424	497	486	380	220	87	64	52
10:22	68	89	207	325	444	519	510	403	240	103	72	61
10:37	76	96	225	343	462	539	532	424	258	119	79	68
10:52	82	82	241	359	479	557	553	444	276	134	85	74
11:07	88	94	256	374	495	574	572	463	292	148	90	80
11:22	93	106	270	388	510	590	590	480	307	162	95	85
11:37	98	118	282	400	522	605	606	495	321	174	99	90
11:52	101	128	293	411	534	618	621	510	334	185	103	94
12:07	105	137	303	421	544	629	634	522	345	195	106	97
12:22	107	146	312	429	553	639	645	533	355	204	108	100
12:37	110	153	319	437	561	648	655	543	364	212	110	102
12:52	111	159	325	443	568	655	664	551	371	218	84	104
13:07	113	164	330	448	573	661	671	558	377	224	89	105
13:22	114	168	334	452	577	666	676	563	381	228	92	106
13:37	115	171	337	454	580	669	680	567	384	231	95	107
13:52	115	172	339	456	582	671	682	569	386	232	96	107
14:07	115	173	339	456	582	672	683	569	387	233	97	107
14:22	115	172	338	456	581	671	681	568	386	232	96	107
14:37	114	170	336	454	579	668	679	566	384	230	94	106
14:52	113	167	333	451	576	665	675	562	380	227	92	105
15:07	111	163	329	447	572	660	669	556	375	222	88	104
15:22	110	157	324	441	566	653	661	549	369	217	83	102
15:37	107	151	317	435	559	645	652	540	361	210	108	100
15:52	105	143	309	427	551	636	642	530	352	201	106	97
16:07	101	135	300	418	541	625	629	518	341	192	103	94
16:22	98	125	289	407	530	613	616	505	330	181	99	90
16:37	93	114	278	396	518	600	600	490	316	170	95	85
16:52	88	102	264	383	504	584	583	474	302	157	90	80
17:07	82	90	250	368	489	568	564	456	286	143	85	74
17:22	76	77	234	352	472	550	544	436	269	128	79	68
17:37	68	89	217	335	454	530	523	415	250	113	72	61
17:52	60	81	199	316	434	509	499	393	231	96	64	52
18:07	51	73	179	296	413	486	474	369	210	80	56	44
18:22	41	63	158	274	390	462	448	344	188	63	46	34
18:37	30	52	136	251	366	436	420	317	165	67	36	23
18:52	18	41	114	227	340	408	390	289	141	55	25	0
19:07	0	28	91	201	312	379	359	259	117	42	0	0
19:22	0	0	68	173	282	348	326	228	92	28	0	0
19:37	0	0	42	144	251	315	292	195	67	0	0	0
19:52	0	0	26	114	217	281	255	160	40	0	0	0
20:07	0	0	0	75	181	243	216	124	16	0	0	0
20:22	0	0	0	44	142	203	174	78	0	0	0	0
20:37	0	0	0	0	93	161	124	18	0	0	0	0
20:52	0	0	0	0	53	106	77	0	0	0	0	0
21:07	0	0	0	0	0	60	12	0	0	0	0	0

Tabla 94. Irradiancia global en superficie orientada al norte (W/m²).

Elaboración propia

Temperatura ambiente durante las horas de radiación.

Time	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7:07	-	-	-	-	-	18.1	20.1	-	-	-	-	-
7:22	-	-	-	-	14.6	18.3	20.2	-	-	-	-	-
7:37	-	-	-	-	14.8	18.4	20.4	20.9	-	-	-	-
7:52	-	-	-	11.7	15	18.7	20.6	21	-	-	-	-
8:07	-	-	-	11.9	15.3	19	20.9	21.3	18.9	-	-	-
8:22	-	-	9.5	12.2	15.7	19.4	21.3	21.6	19.2	-	-	-
8:37	-	-	9.8	12.5	16.1	19.8	21.7	22.1	19.6	-	-	-
8:52	-	-	10.1	12.9	16.6	20.3	22.2	22.5	20	16.5	-	-
9:07	-	7.40	10.5	13.4	17.1	20.8	22.8	23.1	20.4	16.8	-	-
9:22	7.90	7.70	10.9	13.9	17.7	21.4	23.4	23.6	20.9	17.2	11.9	-
9:37	8.00	7.90	11.3	14.4	18.2	22	24	24.3	21.4	17.6	12.2	8.7
9:52	8.20	8.20	11.7	14.9	18.8	22.6	24.6	24.9	21.9	18	12.5	8.9
10:07	8.40	8.60	12.1	15.4	19.4	23.2	25.3	25.5	22.4	18.4	12.8	9.1
10:22	8.70	8.90	12.6	15.9	20	23.7	25.9	26.1	22.9	18.9	13.1	9.4
10:37	8.90	9.30	13	16.5	20.6	24.3	26.5	26.8	23.4	19.3	13.4	9.7
10:52	9.20	9.60	13.5	17	21.2	24.9	27.1	27.4	23.9	19.7	13.8	10.1
11:07	9.60	10.00	13.9	17.4	21.7	25.4	27.7	27.9	24.4	20.1	14.1	10.4
11:22	9.90	10.40	14.3	17.9	22.2	25.9	28.2	28.5	24.8	20.5	14.5	10.8
11:37	10.30	10.90	14.7	18.3	22.6	26.3	28.7	29	25.2	20.9	14.9	11.2
11:52	10.70	11.30	15.1	18.7	23.1	26.7	29.2	29.4	25.6	21.3	15.3	11.6
12:07	11.10	11.70	15.5	19	23.4	27.1	29.6	29.9	26	21.7	15.7	12.1
12:22	11.50	12.10	15.8	19.3	23.8	27.5	30.1	30.3	26.4	22.1	16	12.5
12:37	11.90	12.50	16.2	19.6	24.1	27.8	30.5	30.7	26.7	22.4	16.4	13
12:52	12.30	12.90	16.5	19.9	24.4	28.1	30.8	31	27	22.8	16.8	13.4
13:07	12.70	13.30	16.8	20.2	24.7	28.4	31.2	31.4	27.4	23.1	17.1	13.8
13:22	13.10	13.70	17.1	20.5	25	28.7	31.5	31.7	27.7	23.4	17.5	14.2
13:37	13.50	14.00	17.4	20.7	25.2	29	31.9	32.1	28	23.7	17.8	14.6
13:52	13.80	14.30	17.7	20.9	25.5	29.2	32.2	32.4	28.2	24	18.1	15
14:07	14.10	14.70	18	21.1	25.7	29.5	32.5	32.7	28.5	24.3	18.3	15.3
14:22	14.40	14.90	18.2	21.3	25.9	29.7	32.8	33	28.8	24.5	18.6	15.6
14:37	14.70	15.20	18.4	21.5	26.1	29.9	33.1	33.3	29	24.8	18.8	15.9
14:52	14.90	15.40	18.6	21.7	26.3	30.1	33.4	33.6	29.2	25	18.9	16.1
15:07	15.10	15.60	18.8	21.9	26.5	30.3	33.6	33.8	29.4	25.1	19.1	16.3
15:22	15.30	15.80	18.9	22	26.6	30.5	33.9	34.1	29.6	25.3	19.2	16.4
15:37	15.40	15.90	19	22.2	26.8	30.7	34.1	34.3	29.7	25.3	19.2	16.5
15:52	15.50	16.00	19.1	22.3	26.9	30.9	34.3	34.5	29.8	25.4	19.3	16.6
16:07	15.50	16.00	19.2	22.4	27	31	34.5	34.6	29.9	25.4	19.2	16.6
16:22	15.50	16.00	19.2	22.4	27.1	31.1	34.6	34.8	29.9	25.4	19.2	16.6
16:37	15.40	16.00	19.2	22.5	27.2	31.2	34.7	34.9	29.9	25.3	19.1	16.5
16:52	15.30	15.90	19.2	22.5	27.2	31.3	34.8	34.9	29.8	25.2	18.9	16.3
17:07	15.10	15.80	19.1	22.5	27.2	31.3	34.9	35	29.7	25	18.7	16.1
17:22	14.90	15.60	19	22.5	27.2	31.3	34.9	35	29.6	24.7	18.5	15.9
17:37	14.70	15.40	18.8	22.4	27.2	31.3	34.9	34.9	29.4	24.5	18.2	15.6
17:52	14.40	15.20	18.7	22.3	27.1	31.2	34.8	34.8	29.2	24.2	17.9	15.3
18:07	14.10	14.90	18.5	22.2	27	31.1	34.7	34.7	28.9	23.8	17.6	14.9
18:22	13.80	14.60	18.2	22.1	26.9	31	34.6	34.5	28.7	23.5	17.2	14.6
18:37	13.40	14.30	18	21.9	26.8	30.9	34.4	34.3	28.3	23.1	16.9	14.2
18:52	13.10	14.00	17.7	21.7	26.6	30.7	34.1	34.1	28	22.7	16.5	-
19:07	-	13.70	17.4	21.5	26.3	30.4	33.9	33.8	27.6	22.3	-	-
19:22	-	-	17.1	21.2	26	30.1	33.5	33.4	27.3	21.9	-	-
19:37	-	-	16.8	20.9	25.7	29.8	33.2	33	26.9	-	-	-
19:52	-	-	16.5	20.6	25.4	29.5	32.8	32.6	26.5	-	-	-
20:07	-	-	-	20.2	25	29	32.3	32.2	26	-	-	-
20:22	-	-	-	19.9	24.5	28.6	31.8	31.7	-	-	-	-
20:37	-	-	-	-	24	28.2	31.3	31.2	-	-	-	-
20:52	-	-	-	-	23.6	27.8	30.8	-	-	-	-	-
21:07	-	-	-	-	-	27.4	30.3	-	-	-	-	-

Tabla 95. Temperatura ambiente durante las horas de radiación.

Elaboración propia.

REFERENCIAS

- [1] Silvana Bartoletto and M.d.Mar Rubio. Energy Transition and CO2 Emissions in Southern Europe: Italy and Spain (1861-2000). *Global Enviroment*, 2008, 1, 46-81.
- [2] José Sierra. Una Historia Atormentada: La Energía en Europa. ICE (Información Comercial Española) 2006, 831.
- [3] A. Gómez Expósito. The Unstoppable Changing of the Electricity Guard. *IEEE Technology and Society Magazine*, 2017, 36, 30-33.
- [4] Abas, N., & Khan, N. Carbon conundrum, climate change, CO2 capture and consumptions. *International Journal of CO2 Utilization*, 2014, 8, 39–48.
- [5] Brecha, R.J. Emission scenarios in the face of fossil-fuel peaking. *Energy Policy* 2008, 36, 3492–3504.
- [6] «<http://www.un.org/en/sections/issues-depth/population/index.html>,» [En línea].
- [7] Omer AM, Energy. environment and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008, 12, 2265–300.
- [8] Fernando J. de Sisternes, Jesse D. Jenkins, Audun Botterud. The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector. *Applied Energy*, 2016, 175, 368-379.
- [9] N.L. Panwar, S.C. Kaushik, Surendra Kothari. Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, 15, 1513-1524.
- [10] N. Abas, A. Kalair, N. Khan. Review of fossil fuels and future energy technologies. *Futures*, 2015, 69, 31-49.
- [11] Omar Ellabban, Haitham Abu-Rub, Frede Blaabjerg. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 39, 748-764.
- [12] J.R. San Cristóbal. Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The Vikor method. *Renewable Energy*, 2011, 36, 498-502.
- [13] Mark Z. Jacobson, Mark A. Delucchi, Mary A. Cameron, Brian V. M. Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100% intermittent wind, water, and sunlight (WWS) for all purposes. *Renewabel Energy*, 2018,123,236-248..
- [14] J. Ordóñez, E. Jadraque, J. Alegre, G. Martínez. Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, 14, 2122-2130.
- [15] M.C. Brito, N. Gomes, T. Santos, J.A. Tenedório. Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data. *Solar Energy*, 2012, 86, 283-288.
- [16] T. Santos, N. Gomes, S. Freire, M.C. Brito, L. Santos, J.A. Tenedório. Applications of solar mapping in the urban environment. *Applied Geography*, 2014, 51, 48-57.

- [17] M. Karteris, Th. Slini, A.M. Papadopoulos. Urban solar energy potential in Greece: A statistical calculation model of suitable built roof areas for photovoltaics. *Energy and Buildings*, 2013, 62, 459-468.
- [18] David A. Jacques, James Gooding, Jannik J. Giesekam, Alison S. Tomlin, Rolf Crook. Methodology for the assessment of PV capacity over a city region using low-resolution LiDAR data and application to the City of Leeds (UK). *Applied Energy*, 2014, 124, 28-34.
- [19] Clara Good, Inger Andresen, Anne Grete Hestnes. Solar energy for net zero energy buildings – A comparison between solar thermal, PV and photovoltaic–thermal (PV/T) systems. *Solar Energy*, 2015, 122, 986-996.
- [20] María Herrando, Christos N. Markides. Hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heat and power provision in the UK: Techno-economic considerations. *Applied Energy*, 2016, 161, 512-532.
- [21] M. Hosenuzzaman, N.A. Rahim, J. Selvaraj, M. Hasanuzzaman, A.B.M.A. Malek, A. Nahar. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 41, 284-297.
- [22] Weiwei Mo, Qiong Zhang. Energy–nutrients–water nexus: Integrated resource recovery in municipal wastewater treatment plants. *Journal of Environmental Management*, 2013, 127, 255-267.
- [23] Singh, P., Carliell-Marquet, C. & Kansal. Energy pattern analysis of a wastewater treatment plant. *A. Appl Water Sci*, 2012, 2, 221-226.
- [24] B. D. Shoener, I. M. Bradley, R. D. Cusick and J. S. Guest. Energy positive domestic wastewater treatment: the roles of anaerobic and phototrophic technologies. *The Royal Society of Chemistry*, 2014, 16, 1204-1222.
- [25] João Henriques, Justina Catarino. Sustainable value – An energy efficiency indicator in wastewater treatment plants. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 142, 323-330.
- [26] Deborah Panepinto, Silvia Fiore, Mariantonia Zappone, Giuseppe Genon, Lorenza Meucci. Evaluation of the energy efficiency of a large wastewater treatment plant in Italy. *Applied Energy*, 2016, 161, 404-411.
- [27] Yifan Gu, Yue Li, Xuyao Li, Pengzhou Luo, Hongtao Wang, Zoe P. Robinson, Xin Wang, Jiang Wu, Fengting Li. The feasibility and challenges of energy self-sufficient wastewater treatment plants. *Applied Energy*, 2017, 204, 1463-1475.
- [28] Veera Gnaneswar Gude. Energy and water autarky of wastewater treatment and power generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 45, 52-68.
- [29] Ashlynn S. Stillwell, David C. Hoppock and Michael E. Webber. Energy Recovery from Wastewater Treatment Plants in the United States: A Case Study of the Energy-Water Nexus. *Sustainability*, 2010, 2, 945-962.
- [30] R. Kollmann, G. Neugebauer, F. K., B. Truger, H. K., G. Stoeglehner, T. Ertl. Renewable energy from wastewater-Practical aspects of integrating a wastewater treatment plant into local energy supply concepts. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 155, 119-129.
- [31] Mathew Aneke, Meihong Wang. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Applied Energy*, 2016, 179, 350-377.
- [32] V. A. Boicea. Energy Storage Technologies: The Past and the Present. In *Proceedings of the IEEE*. 2014,

102, 1777-1794.

- [33] Mathieu Landry, Yves Gagnon. Energy Storage: Technology Applications and Policy Options. *Energy Procedia*, 2015, 79, 315-320.
- [34] Fernando J. de Sisternes, Jesse D. Jenkins, Audun Botterud. The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector. *Applied Energy*, 2016, 175, 368-379.
- [35] Eric O'Shaughnessy, Dylan Cutler, Kristen Ardani, Robert Margolis. Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential buildings. *Applied Energy*, 2018, 213, 11-21.
- [36] Mukrimin Sevkett Güney, Yalcin Tepe. Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 75, 1187-1197.
- [37] A. Gómez Exposito, A. Sudrià Andreu, A. Arcos Vargas, J. Pérez de Vargas Cabrero. El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro. *Real Academia de Ingeniería de España*. 2017.
- [38] Jingzheng Ren, Xusheng Ren. Sustainability ranking of energy storage technologies under uncertainties. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 170, 1387-1398.
- [39] By Daniel M. Kammen, Deborah A. Sunter. City-integrated renewable energy for urban sustainability. *Science*, 2016, 352, 922-928.
- [40] A. Gómez-Expósito. City-Friendly Smart Network Technologies and Infrastructures: The Spanish Experience. In *Proceedings of the IEEE*, 2018, PP, 1-35.
- [41] H. Chourabi. Understanding Smart Cities: An Integrative Framework. 45th Hawaii International Conference on System Sciences, Maui, HI, 2012, 2289-2297.
- [42] T. Atasoy, H. E. Akınç and Ö. Erçin. An analysis on smart grid applications and grid integration of renewable energy systems in smart cities. *International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Palermo, 2015, 547-550.
- [43] Mohamed E. El-hawary. The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends. *Electric Power Components and Systems*, 2014, 42, 239-250.
- [44] C.F. Calvillo, A. Sánchez-Miralles, J. Villar. Energy management and planning in smart cities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 55, 273-287.
- [45] M. Nick, R. Cherkaoui and M. Paolone. Optimal Allocation of Dispersed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks for Energy Balance and Grid Support. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29, 2300-2310.
- [46] Xiaodong Cao, Xilei Dai, Junjie Liu. Building energy-consumption status worldwide and the state-of-the-art technologies for zero-energy buildings during the past decade. *Energy and Buildings*, 2016, 128, 198-213.
- [47] Angeliki Kylili, Paris A. Fokaides. European smart cities: The role of zero energy buildings. *Sustainable Cities and Society*, 2015, 15, 86-95.
- [48] « <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, » [En línea].

- [49] «<https://www.suncalc.org>,» [En línea].
- [50] «Documento Básico HE, ahorro de energía. BOE 23-06-2017. Gobierno de España,» [En línea].
- [51] «<http://www.ine.es/>,» [En línea].
- [52] «<http://sig.urbanismosevilla.org/visorgis/>,» [En línea].
- [53] Anuario Estadístico de la provincia de Sevilla. Diputación de Sevilla, 2017.
- [54] «<http://www.emasesa.com/>,» [En línea].
- [55] Plan de Acción por el Clima y la Energía Sostenible de Sevilla. Ayuntamiento de Sevilla, 2017.
- [56] Scott Moskowitz. Trends in Solar Technology and System Prices. GTMresearch, 2018..
- [57] Luke Sussams. James Leaton. Expect the Unexpected: The Disruptive Power of Low-carbon Technology. Carbon Tracker, 2017.